

HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA MONITOREAR LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA EMPLEANDO TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN SINCRONIZADA DE FASORES

Caraballo, José¹ y Bermúdez, Omar¹
(Recibido abril 2012, Aceptado mayo 2012)
¹CORPOELEC
omarbermudez5@gmail.com

Resumen: En los Sistemas de Potencia ocurren eventos de naturaleza dinámica y transitoria los cuales son monitoreados por los Centros de Control, con el propósito de evitar escenarios de colapsos que pongan en riesgo la estabilidad de la red. Entre las técnicas de monitoreo de áreas extensas está la medición sincronizada de fasores, la cual es insumo para aplicaciones como Curvas PV y márgenes de estabilidad de tensión, que facilitan la identificación del sistema basado en la región de estabilidad y el punto de colapso de la red. El siguiente documento es el desarrollo de una herramienta computacional que muestra las Curvas PV y el Índice de Estabilidad de Tensión, usando medición sincronizada de fasores. La herramienta desarrollada fue validada con información de los fasores de tensión y corrientes en régimen dinámico de los Extremos de las Subestaciones Morochas II y Buenavista 230 kV obtenidos con simulaciones. Adicionalmente, en orden de facilitar los patrones para esta herramienta se realizaron simulaciones para observar las regiones seguras e inseguras en la operación de la red del Sistema Occidente desde el punto de vista de estabilidad por tensión.

Palabras clave: Herramienta computacional/ Régimen permanente/ PMUs/ Regiones de estabilidad de tensión, Curvas PV

COMPUTATIONAL TOOL TO MONITOR VOLTAGE STABILITY IN POWER SYSTEMS USING TECHNOLOGY SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENTS

Abstract: In Power Systems occur events dynamic and transient which are monitored to prevent possible collapse scenarios that could lead to risk the stability of the network. Among the techniques to monitor large areas is Synchronized Phasor Measurement accompanied by techniques such as PV curves and voltage stability margins, which facilitate the identification system based on the stability regions and collapse point of the network. This paper presents a computational tool that displays PV curves and voltage-stability indexes (EIT), using synchronized phasor measurement. The tool developed was validated with dynamic information system of transmission line, Morochas II - Buenavista 230 kV, which can be used for subsequent applications of control centers using synchronized phasor measurement. Additionally, in order to serve as a pattern for this tool was obtained from simulations safe and unsafe regions in the operation to the area under study.

Keywords: Computational tool/ Permanent regime/ PMUs/ Voltage stability regions/ PV Curves.

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia están sometidos a perturbaciones ya sean de corta o larga duración, ante estos efectos se debe mantener el balance entre generación y carga a fin de operar la red en condiciones seguras. Cuando ocurren incrementos acelerados de la demanda o fallas, sin poseer soporte de tensiones, el sistema trata de mantener la estabilidad y puede ser afectado si se alcanzan condiciones donde el balance entre generación carga no

pueda ser sostenido, originándose condiciones de inestabilidad y dando origen a un colapso de tensiones de la red. Esto ha ocurrido en Países como: Suecia, Francia, México, Italia, Malasia, Estados Unidos, Canadá y Venezuela. Para ello, muchos autores han realizado recomendaciones para superar estas dificultades en los sistemas de potencia. [1]- [2][3].

El presente proyecto de investigación presenta un desarrollo de una herramienta computacional para

monitoreo de la estabilidad de tensión a partir de registros sincronizados de fasores de tensiones y corrientes, de dos extremos de un corredor de línea de transmisión tipo radial. Cabe destacar que disponer de medición de ambos extremos, ambas deben estar sincronizadas para ello se emplean las unidades de medición fasorial (PMU's – por sus siglas en inglés). Este tipo de tecnología permite elevar la precisión con el cual se monitorean las variables eléctricas como: tensiones y corrientes, ya que su principio radica en la medición sincronizada de fasores, estableciendo en diferentes localidades la estampa de tiempo basado en el sistema de posicionamiento global (GPS, por sus siglas en inglés).

Este estudio tiene una gran importancia ya que se logra desarrollar un algoritmo computacional que permite identificar el punto de operación de un sistema, en las regiones de estabilidad de tensión, lo cual es útil para los analistas de sistemas y operadores de la red, siendo insumo para identificar condiciones inseguras o de riesgo para la estabilidad de un sistema eléctrico y logrando predecir condiciones de la red y a su vez tomar acciones correctivas. En tal sentido se plantea la necesidad de disponer de esta herramienta basado en una alta precisión en el tiempo de sincronización entre dos extremos, empleando la tecnología de medición sincronizada de fasores, conocido como mediciones de áreas amplias (WAMs por sus siglas en inglés).

Con el desarrollo de este proyecto de investigación se estima alcanzar hasta el desarrollo de un algoritmo computacional para evaluar estabilidad de tensión, así como la determinación de las regiones de operación de un sistema a partir de las curvas PV, conociendo las zonas de colapso de un caso piloto del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) como lo es el Sistema asociado a CADAFE Occidente, ENELCO y ENELVEN, lo que corresponde al sistema de la región Andina y Occidente.

El objetivo que se desea alcanzar con este proyecto es desarrollar una herramienta computacional para monitorear la estabilidad de tensión en sistemas de potencia, empleando información proveniente de las unidades de medición fasorial, a fin de disponer de un algoritmo que ayude a identificar el punto de operación en la región de estabilidad de áreas pilotos asociadas al SEN, a partir de información obtenida de tensiones sincronizadas en ambos extremos de un corredor de línea de transmisión.

II. DESARROLLO

1. Breve descripción del área bajo estudio y metodología básica para determinación de las regiones de estabilidad en régimen permanente

1.1 Breve descripción del área bajo estudio

El SEN, se encuentra dividido en 14 zonas del sector eléctrico identificadas eléctrica y geográficamente. Estas zonas son: CADAFE Occidente, CADAFE Centro, CADAFE Oriente, ELEVAL, ENELBAR, SEMDA, ELEBOL, SENECA, ENELVEN, ENELCO, EDC,

EDELCA Centro, EDELCA Oriente y EDELCA Guayana. A su vez las zonas de suministro se agrupan en las siguientes 6 áreas: Occidente, Centro, Oriente, Zulia y Capital, como se muestra en la Figura 1.

1.2 Metodología para determinación de las regiones de estabilidad en régimen permanente.

Para la determinación de las regiones de estabilidad de tensión empleando curvas PV de un Sistema Eléctrico donde la disponibilidad de la generación es cambiante, establecer regiones de estabilidad no es una tarea fácil por las condiciones cambiantes, pero se puede obtener una aproximación, siguiendo una metodología. [4], [5]



Figura 1. Área en estudio del Sistema Eléctrico Nacional.

Para el análisis de las curvas potencia vs tensión se puede seguir la siguiente metodología:

- Revisar el caso base examinando condiciones de disponibilidad del parque de generación así como de las condiciones de intercambio de flujos de potencia de la red bajo estudio, se realizan flujos de cargas preliminares para observar su convergencia.
- Se establecen los casos de estudio partiendo del caso base donde se consideren condiciones de baja carga hasta trasladarse hasta una condición de alta carga, considerando un factor lambda el cual identifica los aumentos progresivo de la transferencia de potencia, con el propósito de obtener el punto de colapso por tensiones de la red. Se debe tomar en consideración las barras más importantes dentro del sistema, es decir las barras donde existan mayor nivel de transferencia de potencia, ya que son las barras que por lo general tienden a colapsar más rápido.
- Seguidamente establecer las condiciones iniciales del caso, para ello se realiza una corrida de flujo de potencia, empleando cualquiera de los métodos conocidos, emplearemos el método de Newton Raphson, buscando los flujos a través de las líneas de transmisión y los perfiles de tensiones en barras.
- Una vez establecidos las condiciones iniciales, se

selecciona el área de la red que es fuente y cual es carga (ver Figura 2), a fin de evaluar cual es el área de la red que tendría aumento de carga y generación. Los generadores del extremo fuente elevan su potencia hasta su capacidad nominal de potencia, en la práctica esto lo condiciona el Control automático de generación.

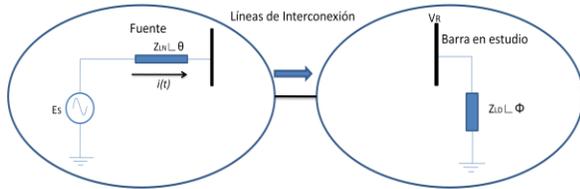


Figura 2. Esquema de evaluación de curvas PV definiendo áreas en estudio.

- Se inicia la simulación de transferencia hasta máxima potencia, de esta manera logrando a través de este método llevar el sistema a un punto de máxima cargabilidad, lo cual es el punto donde el sistema tiende al colapso por tensiones, las barras que colapsan primero son conocidas como barras críticas. Este punto es conocido como punto de bifurcación silla-nodo o el punto de la singularidad del jacobiano.[7], [9]

Diferentes autores refieren el uso del flujo de carga continuado para determinar condiciones de inestabilidad de tensiones en las redes con este método se observa cuando el sistema después del punto de colapso comienza a descender sin tener problemas de convergencia, para este estudio utilizaremos el método de máxima transferencia de potencia y se alcanzaría solo el punto de colapso, ya que lo que se origina después del punto de colapso es incierto.[6],[7]

- Para determinar regiones de estabilidad debe ejecutarse simulaciones considerando contingencia N-1 y N-2, ya que son las que presentan mayor grado de criticidad, permitiendo de esta manera obtener las barras más vulnerables desde el punto de vista de estabilidad de tensión y de esta manera obtener el margen de estabilidad.
- Luego para definir regiones de estabilidad de tensión de la red superponemos las curvas considerando casos de aumento de la carga así como casos de contingencia, como se muestra en la Figura 3, la diferencia entre las curvas limitado por la contingencia desde los puntos de colapsos del sistema es definidos como zonas inseguras y es donde cualquier perturbación pone en riesgo la estabilidad de la red, lo cual es definida como regiones de inestabilidad.[4]

Se conocen entonces dos regiones de estabilidad de tensión de un sistema, una región segura y una región insegura, como se muestra en la Figura 4. La región

segura es definida como la región donde el sistema opera sin violación de límites de transmisión, es decir en un estado normal. La región insegura es donde el sistema opera con violación de límites y los escenarios por lo general se presentan bajo condiciones de inestabilidad de larga duración, es decir donde el efecto por incremento de la carga hace colapsar el sistema durante largos periodos, por lo general cualquier contingencia dentro de esta zona bajo esta condición genera una inestabilidad por tensión.

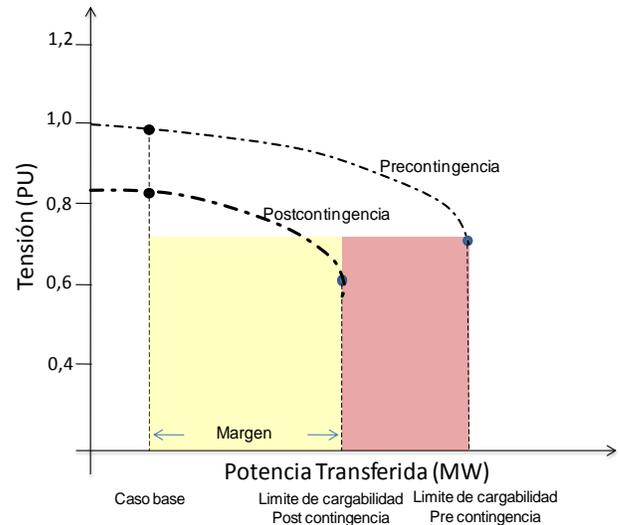


Figura 3. Identificación del margen de operación de Sistemas de potencia a partir de Curvas PV.

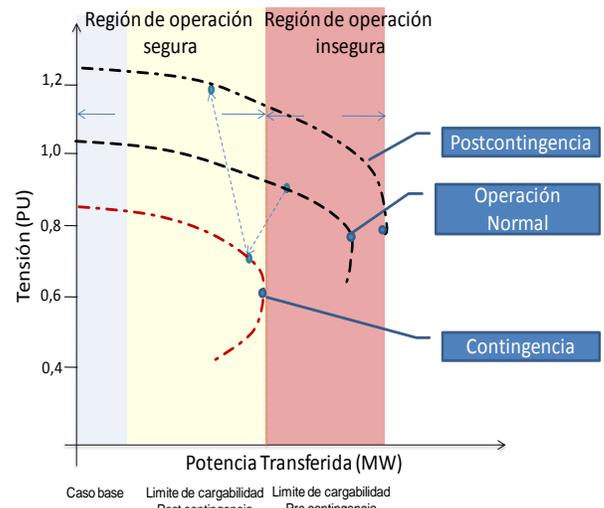


Figura 4. Identificación de Regiones de Operación de un Sistema de Potencia.

- Se establecen recomendaciones a fin de mejorar los perfiles de tensión de la red, tales como: aplicaciones de dispositivos de compensación reactiva, botes de carga selectivos por baja tensiones, ajustes de tensión con control de cambiadores de toma, coordinación de

protecciones y control.[10],[11].

El Flujograma para seguir esta metodología puede ser visualizado en la Figura 5, donde se notan los procesos y decisiones para finalmente obtener las regiones de estabilidad de tensión empleando curvas PV.

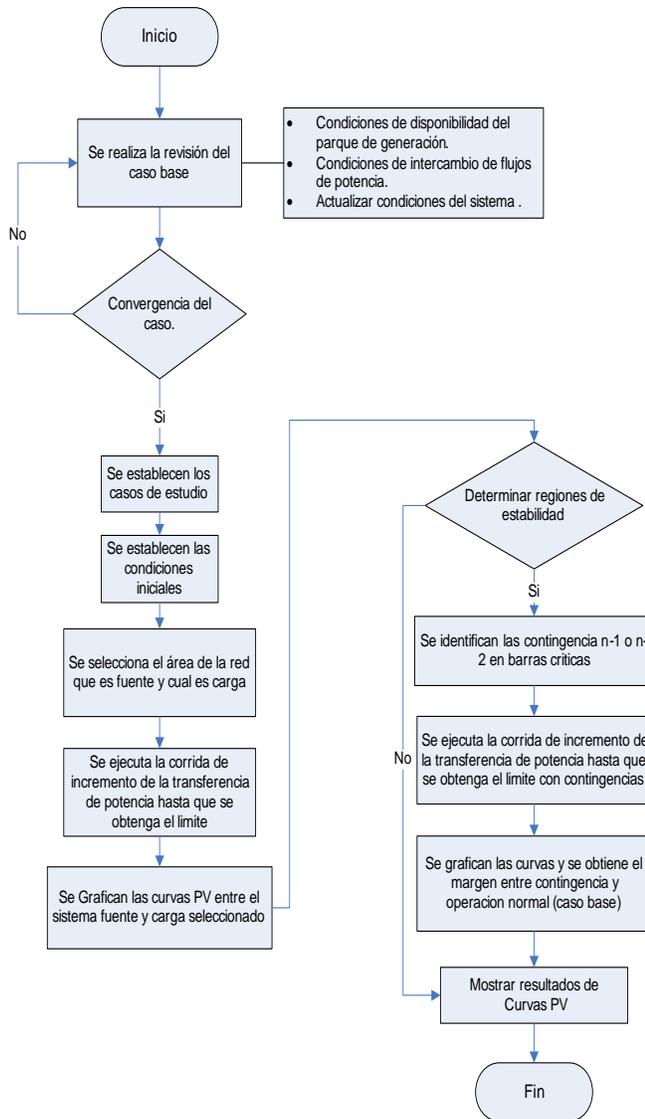


Figura 5. Flujograma de la metodología propuesta para la determinación de regiones de estabilidad de tensión del SEN.

1.3 Descripción del sistema a emplear en la simulación.

Para el caso en estudio consideraremos dos sistemas el extremo fuente y carga, el extremo fuente se ubicaran las barras asociadas al sistema de generación y transmisión. El extremo carga consideraremos el sistema asociado a CADAFE Occidente, ENELVEN y ENELCO (ver Figura 6), los cuales en los casos de estudios aumentara la demanda con el factor lambda expresado en MW.

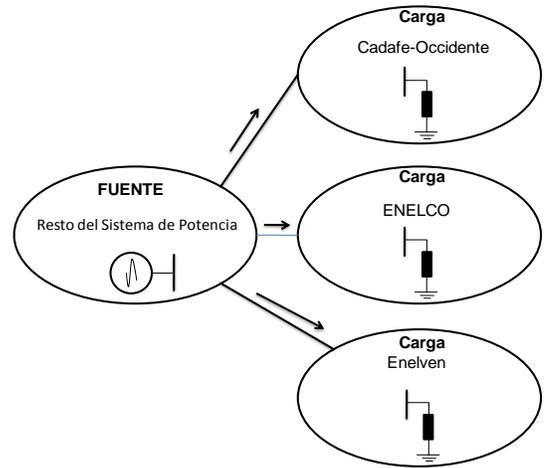


Figura 6. Identificación del área fuente y carga del sistema bajo estudio.

El área fuente del sistema en estudio se puede visualizar en la Figura 7, es lo referente al todo el sistema de potencia excluyendo el extremo carga. El área asociada al extremo CADAFE Occidente se visualiza en la Figura 8 y el área de ENELVEN en la Figura 9.

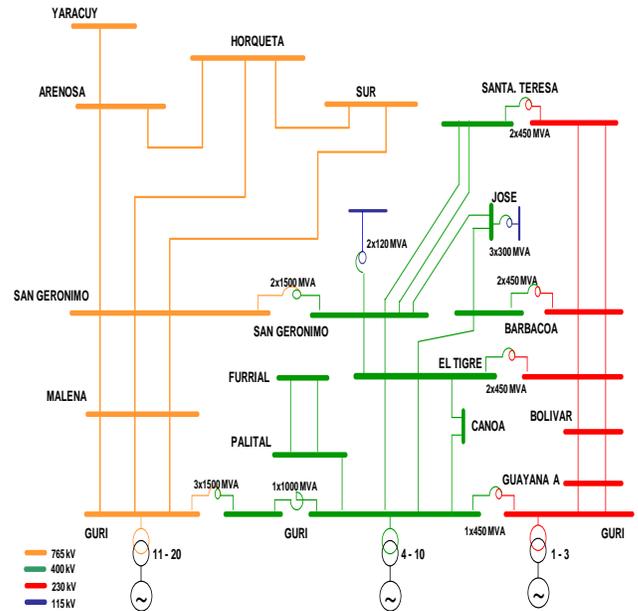


Figura 7. Área asociada al sistema fuente (sistema de generación y transmisión)

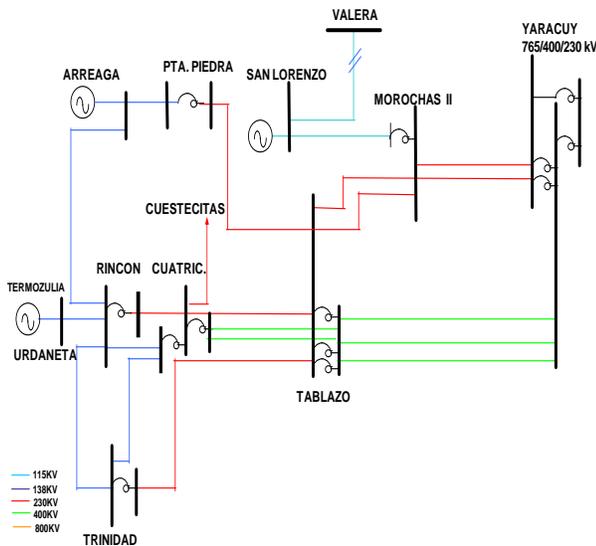


Figura 8. Área asociada a las cargas. (Área de ENELVEN del Sistema Occidente).

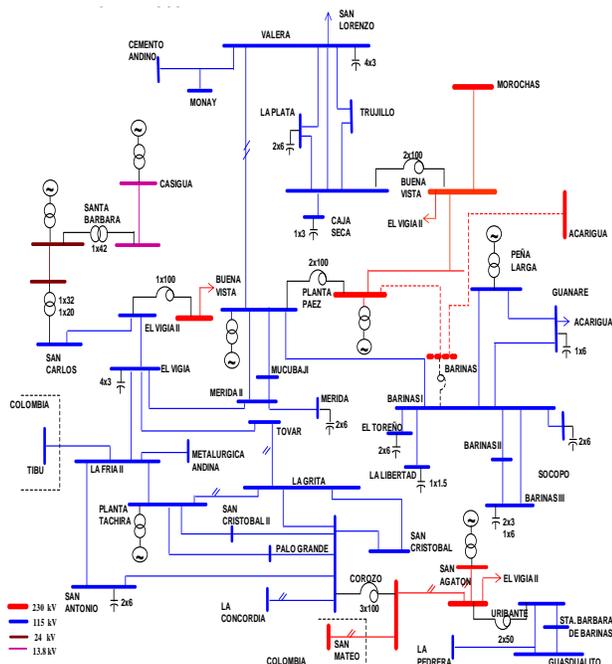


Figura 9. Área asociada a las cargas. (Área de CADAPE Occidente del Sistema Occidente)

2. Resultados obtenidos considerando incrementos de la importación

2.1 Resultados obtenidos del casos con incremento de la importación en el área CADAPE Occidente.

Para este el caso, considerando el incremento de la importación en el área CADAPE Occidente, se observa que en las barras de Uribante, Vigía II y el Corozo de 230 KV, cuando el valor de lambda o incremento en la importación en esta área es de aproximadamente 100

MW, las tensiones de operación pasan a zonas con perfil de tensión bajo y cuando alcanza los 190 MW, el sistema colapsa definitivamente por tensiones, es decir alcanza el límite de operación ($\partial P/\partial V=0$). En la Figura 10, se visualiza que ante el Incremento de la Importación en el área CADAPE Occidente, el sistema colapsa en la barra Machiques de 115 kV, esta condición es desfavorable cuando en este extremo se obtienen tensiones de 0.825P.U.

En el área ENELCO y ENELVEN a nivel de 230 kV, como se muestra en la Figura 11 y Figura 12, ante el incremento de lambda, se observa que las barras en estudio no colapsan por tensiones inferiores a 1.0 P.U, solo por el colapso de las barras del área CADAPE Occidente descritas anteriormente, en la Figura 10.

Curva Potencia Vs Tension medido en el área 6(230 kV) con incrementos de la importación del área 6

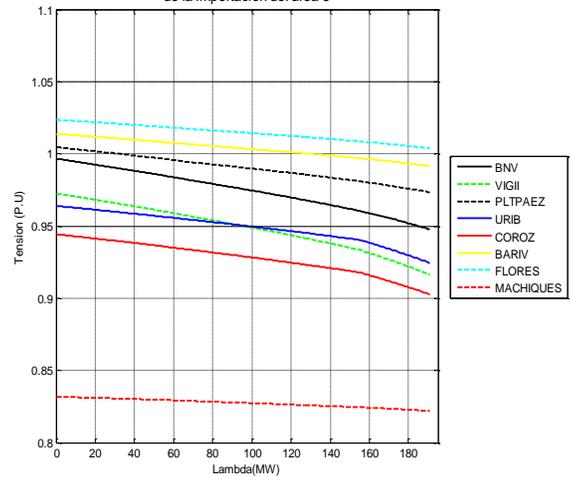


Figura 10. Curva PV obtenida en las principales barras de 230 kV del Área CADAPE Occidente ante incrementos de la importación del Área CADAPE Occidente.

Curva Potencia Vs Tension medido en el área 7(230 kV) con incrementos de la importación del área 6

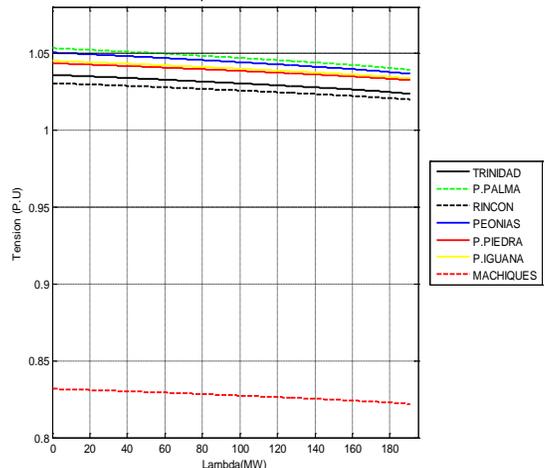


Figura 11. Curva PV obtenida en las principales barras de 230 kV del Área ENELCO ante incrementos de la importación del Área CADAPE Occidente.

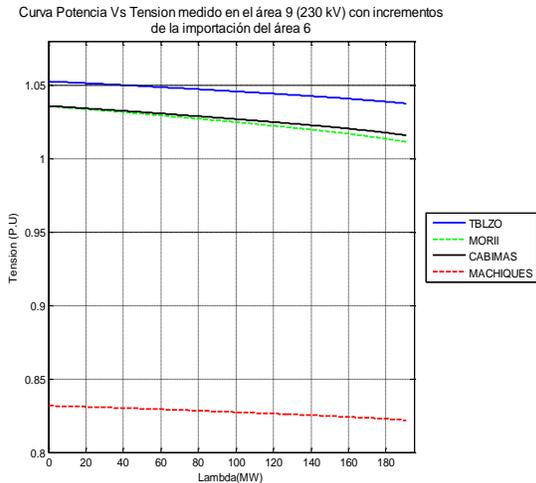


Figura 12. Curva PV obtenida en las principales barras de 230 kV del Área ENELVEN ante incrementos de la importación del Área CADAFE Occidente.

En el área CADAFE Occidente para el sistema de 115 kV ante el incremento de la importación entre 20 y 80 MW, las barras de este sistema operan por debajo de 0.95 P.U, dado es el caso de los extremos Tovar, La Grita, Mérida I y II, luego con un aumento de la importación de 70 MW adicionales, es decir, hasta alcanzar valores máximos de 160 MW, comienzan a operar ciertas barras por debajo del rango del rango de operación segura en los siguientes extremos: Valera, Trujillo, Corozo y Valera II, finalmente colapsando con una importación de 190 MW aproximadamente, donde las tensiones alcanzan un límite de operación de 0.82 a 0.93 P.U, como se observa en la Figura 13.

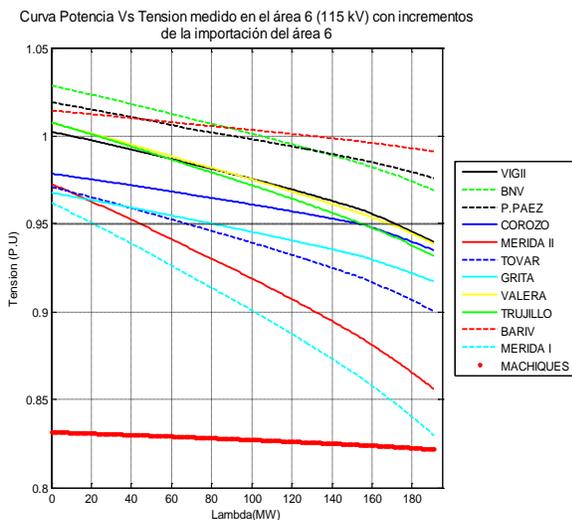


Figura 13. Curva PV obtenida en las principales barras de 115 kV del Área CADAFE Occidente ante incrementos de la importación del Área CADAFE Occidente.

2.2 Descripción del caso con incremento de la importación en el área CADAFE Occidente bajo contingencia para determinar las regiones de operación.

Para la evaluación de las regiones de estabilidad se realizaron diferentes contingencias, descritas en la Tabla I, lo cual sirve de insumo para conocer las regiones seguras e inseguras para la operación, obteniéndose diferentes curvas PV con el incremento de la importación en el área CADAFE Occidente, para lo cual se monitorearon los comportamientos de la estabilidad de tensión en las barras de 230 kV con mayor importancia debido a que es un corredor radial donde se pueden instalar mediciones fasoriales a corto plazo, entre las cuales destacan: Morochas y Buenavista.

Tabla I. Máximos Lambdas obtenidos para cada unas de las contingencias evaluadas

Tipo de contingencia	Lambda máximo obtenido (MW)
Simple Contingencia 1 Apertura de la línea 1 Vigía II - Buenavista 230 kV	80,625
Simple Contingencia 2 Apertura de la línea 1 Vigía II - Uribante 230 kV	181,25
Simple Contingencia 3 Disparo del Transformador 1 Vigía II 230/115/13.8 kV	186,87
Simple Contingencia 4 Apertura de la línea 1 Planta Páez - Mérida II 115 kV	166,25
Simple Contingencia 5 Apertura de la línea San Gerónimo - Arenosa 765 kV	190,00
Doble Contingencia 6 Apertura de la línea 1 Vigía II - Buenavista 230 kV Apertura de la línea 1 Vigía II - Uribante 230 kV	65,00
Doble Contingencia 7 Apertura de la Línea 1 Vigía II - Buenavista 230 kV Apertura de la Línea 1 Mérida II - Tovar 115 kV	50,00

3. Resultados con contingencia para determinar las regiones de operación en Subestación Morochas II, área CADAFE Occidente.

En el caso de la barra de la subestación Morochas II de 230 kV, como se visualiza en la Figura 14, la apertura de la línea 1 Vigía II - Buenavista 230 kV (contingencia 1), cuando la importación del área CADAFE Occidente es de 80 MW aprox. este sistema operaría en una zona insegura desde el punto de vista de estabilidad por tensión, al igual ocurre con la apertura simultánea de la Línea 1 Vigía II - Buenavista 230 kV y Vigía II - Uribante 230 kV (contingencia 6), con 65 MW de importación, lo cual genera que el sistema bajo estas condiciones alcance el colapso por tensiones. Dentro de la zona segura con baja probabilidad de ocurrencia la apertura de la Línea 1 Vigía II - Buenavista 230 kV y la línea 1 Mérida II - Tovar 115 kV (contingencia 7) provocarían un colapso de esta barra solo con 6 MW de importación.

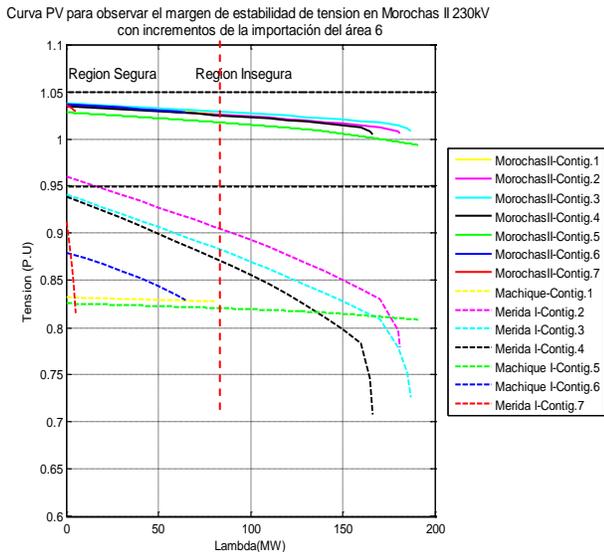


Figura 14. Curva PV que describe la región de estabilidad de tensión de la barra de la Subestación Morochas II con incrementos de la importación del área CADAFE Occidente.

4. Resultados con contingencia para determinar las regiones de operación en Subestación Buenavista, área CADAFE Occidente.

En la subestación Buenavista ante la ocurrencia de un disparo simultáneo de la Línea 1 Vigía II - Buenavista 230 kV y Vigía II - Uribante 230 kV (contingencia 6), el límite se alcanzaría 65 MW, un perfil de tensión de 0.985 P.U, iniciando una zona insegura para esta red, seguidamente se visualiza el decremento de la tensión en 0.98 P.U hasta un límite de 80 MW, con la apertura de la línea 1 Vigía II - Buenavista 230 kV (contingencia 1)..

Ante la ocurrencias de la apertura de la línea 1 Planta Páez - Mérida II 115 kV (contingencia 4), el límite de

transferencia de potencia en el área Cadafe Occidente alcanzaría un valor de 160 MW, con un perfil de tensión en la subestación Buenavista inferior a los 0.95 P.U. De igual manera ocurre con la apertura de la línea San Gerónimo - Arenosa 765 kV (contingencia 5), se alcanzarían un límite de importación de 190 MW adicionales, con perfiles de tensión en esta subestación bajo, inferior a 0.95 P.U, en ambas contingencias se operaría zonas inseguras.

5. Descripción de la herramienta computacional

5.1 Descripción General de la Herramienta computacional.

La herramienta computacional se desarrolló empleando el programa computacional para cálculos, Matlab, el cual permitió determinar gráficamente las curvas PV y el Índice de Estabilidad por tensión (IET), desde las ecuaciones deducidas matemáticamente, permitiendo obtener una grafica que puede ser empleada con información proveniente de mediciones de tensiones de ambos extremos de corredores de líneas de transmisión, esta herramienta puede ser empleadas para sistemas netamente radiales.

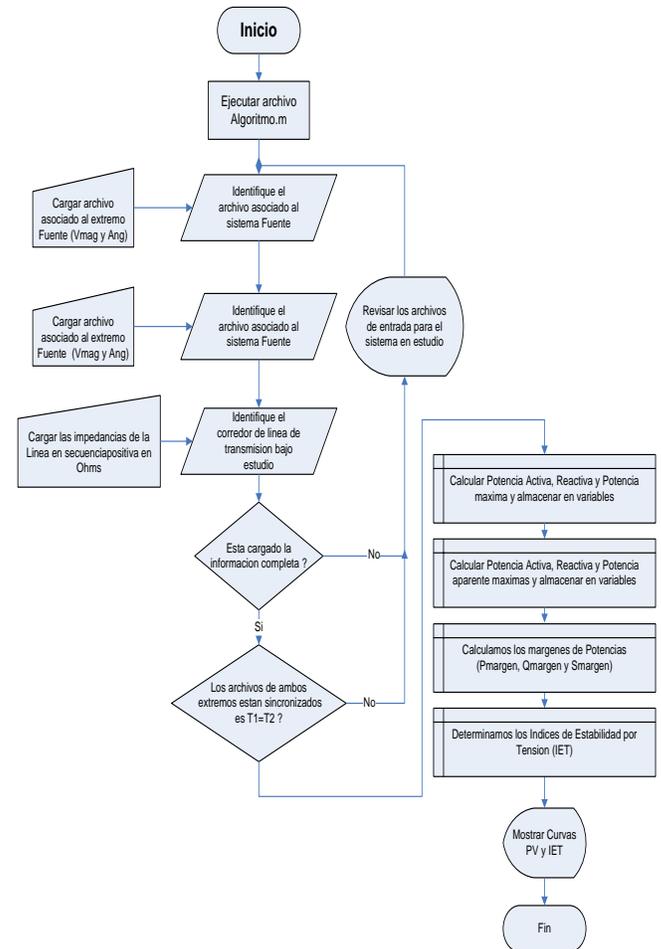


Figura 15. Flujograma del desarrollo computacional.

La herramienta permite calcular las curvas PV en un instante cualquiera a partir de información proveniente de las unidades de medición fasorial, estas se determinan a partir de registros recabados o almacenados en tiempo de ejecución o fuera de línea para un sistema de potencia. Estos dos archivos son obtenidos de la data sincronizada que ya ha sido previamente almacenada en un concentrador o unidad de almacenamiento el cual deben estar sincronizados a partir del GPS, para disponer la información de ambos extremos en una misma estampa de tiempo.[15],[16],[17].

5.2 Descripción matemática del algoritmo computacional.

El algoritmo computacional fue desarrollado partiendo de las deducciones matemáticas, partiendo desde un sistema de potencia reducido como se visualiza en la Figura 16. [21], [22].

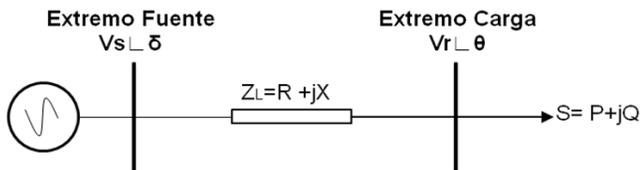


Figura 16. Identificación de un sistema de potencia empleado para el algoritmo.

La potencia activa y reactiva en las cargas puede ser representada como se muestra en la ecuación 1 y 2.

$$P = \left[(V_s \cdot \cos(\delta) - V_r) \cdot \frac{R}{R^2 + X^2} + V_s \cdot \sin(\delta) \cdot \frac{X}{R^2 + X^2} \right] \cdot V_r \quad (1)$$

$$Q = \left[(V_s \cdot \cos(\delta) - V_r) \cdot \frac{X}{R^2 + X^2} - V_s \cdot \sin(\delta) \cdot \frac{R}{R^2 + X^2} \right] \cdot V_r \quad (2)$$

Donde:

Vs: Tensión del extremo fuente.

δ: Angulo en el extremo fuente.

Vr: Tensión del extremo carga.

R: Resistencia de línea de secuencia positiva.

X: Reactancia de línea de secuencia positiva.

P: Potencia activa en la carga.

Q: Potencia reactiva en la carga.

La máxima potencia transferible entre el corredor de la línea de transmisión puede ser determinado por la ecuación (3).

$$S_{max} = P + jQ \quad (3)$$

Combinando las ecuaciones (1) y (2) y eliminando, la tensión en el extremo de la carga si no es conocida la tensión en el extremo carga, puede ser representada en función de la tensión de la fuente con la impedancia de la línea, calculada en cantidades físicas con una solución real, como se muestra en la ecuación (4).

$$V_r = \sqrt{\frac{V_s^2}{2} - (Q \cdot X + P \cdot R) \pm \sqrt{A}} \quad (4)$$

Simplificando obtenemos A, como se visualiza en la ecuación (5),

$$A = \frac{V_s^4}{4} - (Q \cdot X + P \cdot R) \cdot V_s^2 - (P \cdot X - Q \cdot R)^2 \quad (5)$$

A, es una función polinómica de cuarto grado dependiendo de partes reales lo cual es una función mayor o igual a cero para tener una solución real, como se muestra en la ecuación (6).

$$A \geq 0 \quad (6)$$

Con A mostrada en la ecuación (5) se obtiene de la máxima potencia transferida a través de una línea de transmisión con los parámetros de tensión del extremo fuente, como se visualiza en la Figura (4).

Las máximas potencias obtenidas en función de las potencias activas, reactivas, las impedancias de línea y la tensión del extremo fuente se pueden describir en (7), (8) y (9).

$$P_{max} = \left(\frac{Q \cdot R}{X} \right) - \left(\frac{V_s^2 \cdot R}{2 \cdot X^2} \right) + \left(\frac{|Z_L| \cdot V_s \cdot \sqrt{(V_s^2 - 4 \cdot Q \cdot X)}}{2 \cdot X^2} \right) \quad (7)$$

$$Q_{max} = \left(\frac{P \cdot X}{R} \right) - \left(\frac{V_s \cdot X}{2 \cdot R^2} \right) + \left(\frac{|Z_L| \cdot V_s \cdot \sqrt{(V_s^2 - 4 \cdot P \cdot R)}}{2 \cdot R^2} \right) \quad (8)$$

$$S_{max} = \frac{V_s^2 \cdot [|Z_L| - (\sin(\theta) \cdot X + \cos(\theta) \cdot R)]}{2 \cdot (\cos(\theta) \cdot X - \sin(\theta) \cdot R)^2} \quad (9)$$

El margen de estabilidad de tensión para la barra del extremo carga puede ser calculada entre el valor máximo y la potencia en la carga.

$$P_{margin} = P_{max} - P \quad (10)$$

$$Q_{margin} = Q_{max} - Q \quad (11)$$

$$S_{margin} = S_{max} - S \quad (12)$$

Una vez conocidos los márgenes de potencias descritos en las ecuaciones (10), (11) y (12), calculamos el índice de estabilidad por tensión que puede ser simplificado en la siguiente nomenclatura IET, como se muestra en la ecuación (13).

$$IET = \min \left(\frac{P_{margin}}{P_{max}}, \frac{Q_{margin}}{Q_{max}}, \frac{S_{margin}}{S_{max}} \right) \quad (13)$$

El IET representa un indicativo de estabilidad de tensión para un momento dado de la medición en la barra de carga basado en la cargabilidad, pequeños valores del IET alrededor de cero ($IET = 0$), alcanza un punto de operación marginalmente estable, lo cual causa que el sistema colapse en la primera contingencia ya que operaría en zonas cercanas a sus límites de operación o en zonas inseguras. Si $IET=1$ es el punto donde existe holgura en el punto de máxima cargabilidad, es decir el sistema opera en regiones seguras en la operación de la barra.

5.3 Presentación de la herramienta computacional.

La herramienta computacional fue desarrollada empleando Matlab, para ello se programaron las ecuaciones anteriormente descrita y llevado a una interfaz gráfica, como se muestra a partir de la Figura 17.

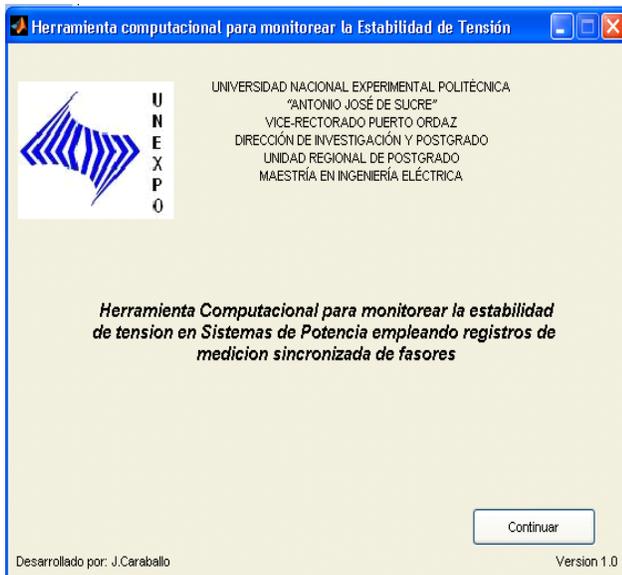


Figura 17. Ventana principal de entrada a la herramienta desarrollada.

En la Figura 18, se observa la ventana de entrada fundamental al algoritmo computacional, en ella se ubica botón Registro del Extremo fuente así como registro extremo Carga son los dos accesos a la información de la data sincronizada de fasores, así como los parámetros de secuencia positiva de la impedancia del corredor de línea que se desea evaluar.

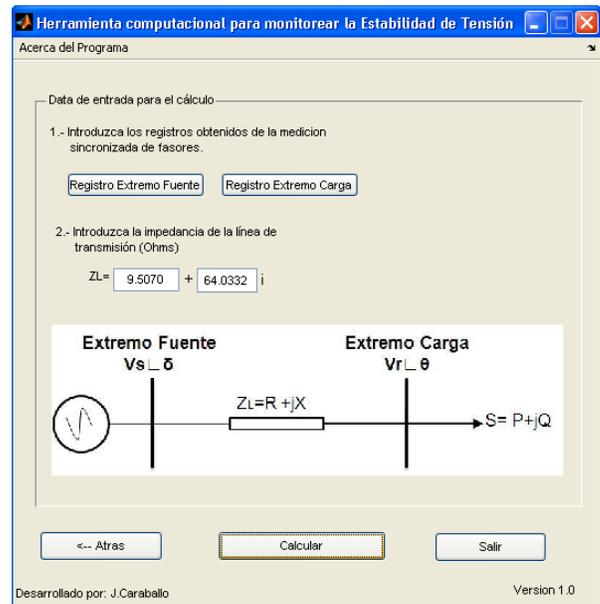


Figura 18. Ventana secundaria de pre-procesamiento de la herramienta donde se introduce la información de entrada.

En la ventana de la Figura 19, se visualiza la información procesada por el algoritmo computacional, es decir es el post-procesamiento, en ella se observa en la primera grafica la Curva PV obtenida del corredor que se está evaluando y en la parte inferior se visualiza la grafica del Índice de estabilidad de tensión, el cual indica en la posición que se encuentra el corredor de línea basado en su cargabilidad, es un calculo que depende del margen entre la potencia marginal y la potencia máxima.

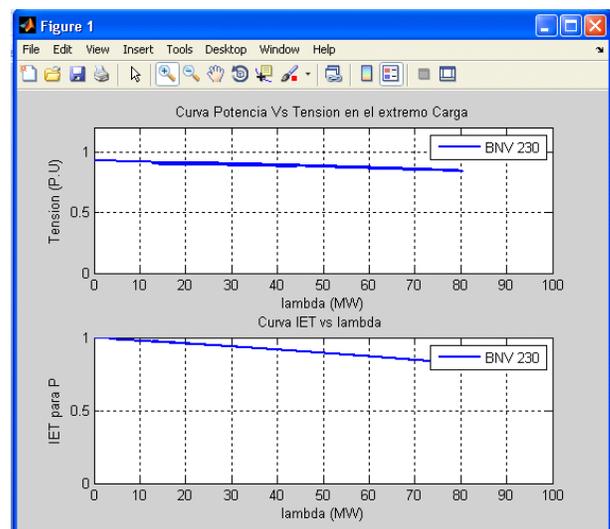


Figura 19. Ventana secundaria de post-procesamiento de la herramienta.

En la Figura 20 se visualizan la ventana complementaria acerca del software así como la pregunta de salida para abandonar la herramienta una vez realizado el cálculo.

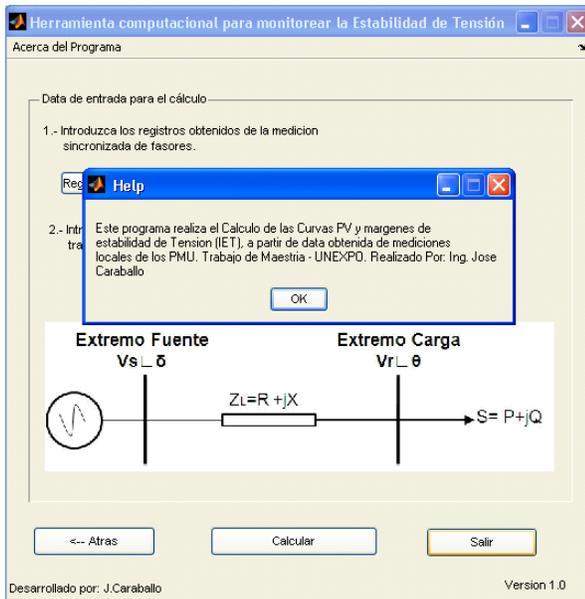


Figura 20. Ventana secundaria de salida de la herramienta.

III. CONCLUSIONES

Con base a los resultados obtenidos de acuerdo al trabajo realizado, se puede concluir los siguientes: Se estableció una metodología para la determinación de las regiones de estabilidad de tensión empleando curvas PV. Se realizaron simulaciones a fin de obtener los límites de importación para el área CADAFE Occidente, lo cual permitió determinar las tensiones en diferentes barras de esta red en el punto de colapso, como insumo para la determinación de curvas PV, cuando es monitoreado en línea. Se establecieron regiones seguras e inseguras de las barras Morochas II y Buenavista, ante el aumento de la importación en el área CADAFE Occidente. De la validación de las simulaciones con los registros históricos para un caso de alta carga del SEN, el área CADAFE Occidente opera a su vez muy cerca al límite de máxima transferencia de potencia de colapso por tensiones, es decir en regiones inseguras en comparación con las contingencias evaluadas. Se desarrolló una herramienta que permite visualizar Curvas PV e índice de estabilidad por tensión (IET) empleando medición sincronizada de Fasores, validado con el corredor de línea Morochas - Buenavista de 230 kV, a partir de información obtenida de simulaciones en régimen dinámico con perturbaciones.

IV. RECOMENDACIONES

Con base a los resultados obtenidos de acuerdo al trabajo realizado, se puede establecer las siguientes recomendaciones: Implementar la aplicación desarrollada con alguna herramienta de centro de control a partir de la herramienta desarrollada con información de los casos de simulación desarrollados. Realizar otros estudios basados

en otras consideraciones de incremento de importación en diferentes áreas de la red pero con otros métodos de análisis de estabilidad por tensión. Considerar nuevos algoritmos para sistemas en anillo considerando el cálculo de equivalentes de Thévenin dinámicos, basados en el principio de este mismo algoritmo.

V. REFERENCIAS

1. P. Kundur. "Power System Stability and Control", EPRI Editors McGraw-Hill Inc, New York, (1993).
2. T. Van Cutsem, C. Vournas. "Voltage Stability of Electric Power Systems", 1era edition, Luer Academic Publishers, March (1998).
3. G. Andersson. "Dynamics and Control of Electric Power Systems" EEH - Power Systems Laboratory ETH Zurich, Switzerland, March (2003).
4. J. Machowski, J.Bialek, and J.Bumby, "Power System Dynamics: Stability and Control", John Wiley and Sons, Ltd, (2008).
5. P. Kundur, J.Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C.Canizares, N.Hatzargyriou, D.Hill, A.Stankovic, C.Taylor, T.V. Cutsem and V. Vittal "Definition and Classification of Power System Stability", IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, Pp 1387- 1401, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 19, No. 2, May (2004).
6. R. F. Nuqui "State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements", Doctor of Philosophy Electrical Engineering.Evaluada por el comite de tesis como coordinador Prof. A.. G. Phadke, Virginia – EEUU, Julio (2001).
7. Task Force 38.02.10 "Modelling Of Voltage Collapse Including Dynamic Phenoma" CIGRE.: Study Committee 38 (Power System Analysis and techniques). Edited by: C. Taylor. Paris (2000).
8. C. A. Cañizares, "Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools," IEEE PES Power Systems Stability Subcommittee Special Publication, SP101PSS, August (2002).
9. V. Ajjarapu and C. Christy, "The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, no. 1, pp. 416{423, February (1992).
10. J.Caraballo. "Desarrollo de una herramienta computacional para monitorear la estabilidad de tensión en Sistemas de Potencia empleando tecnología de medición sincronizada de fasores" Trabajo de Grado, Universidad Nacional Experimental Politécnica "Antonio José de Sucre". Vice-Rectorado Puerto Ordaz. Dirección de Investigación y Postgrado. Unidad Regional De Postgrado. (2011)

11. J. Caraballo. "Estabilidad de Tensión en Sistemas de Potencia Teoría y Aplicaciones" Centro de Investigaciones aplicadas EDELCA, NOT-08-117, Puerto Ordaz, Diciembre (2008).
12. IEEE Task Force, "Load Representation for Dynamic Performance Analysis of Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, no. 2, May (1993).
13. A. Monticelli, S. Deckmann, A. Garcia, B. Stott "Real-Time External Equivalents For Static Security Analysis" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No. 2, April (1979).
14. Carson W.T., Hauer J., Martin K., Erickson D., Mittelstadt B., Kosterev D., "Wide Area Measurement, Monitoring and Control in Power Systems", Imperial College, London, 16-17 Marzo (2006).
15. A.G. Phadke, J.S. Thorp "Synchronized Phasor Measurements and Their Applications", Springer Science Business Media, LLC. (2008).
16. A.G. Phadke, "Synchronized Phasor measurements-a historical overview", Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES, Oct. (2002).
17. P. Zhang, J. Chen, M. Shao "Phasor Measurement Unit (PMU) Implementation and Applications" Electric Power Research Institute. Final Report, California, October (2007).
18. IEEE Std C37.118-2005, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems" IEEE Power Engineering Society, New York (2005).
19. IEEE Std 1344-1995, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society. New York (1996).
20. H. Ghasemi. "On-line Monitoring and Oscillatory Stability Margin Prediction in Power Systems Based on System Identification" trabajo de tesis doctoral coordinado en la evaluación por el Prof. Claudio Cañizares. Universidad de Waterloo, Waterloo Canada. Abril (2006).
21. Y. Gong, N. Schulz y A. Guzman, "Synchrophasor-Based Real-Time Voltage Stability Index", Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES, Atlanta, Oct. (2006).
22. S. Savulescu, "Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers". IEEE Press Series on Power Engineering. A John Wiley & Sons, Inc., Publication. New Jersey (2009).
23. S. Virmani, D. Vickovic, S. Savulescu, "Real-Time Calculation of Power System Loadability Limits", paper No. 576 presented at IEEE Powertech 2007 Conference, Lausanne, Switzerland, 2 July (2007)
24. Siemens Power Transmission & Distribution, Power Technologies International "PSS^TME 31.0 Users Manual" December (2007).