



## Curvas PV y QV como Herramientas de Análisis de Planificación

Pablo Guimarães Sanabria

Administración Nacional de Electricidad - ANDE

Asunción - Paraguay

### RESUMEN

Este trabajo propone una estrategia en un ambiente de planificación para definir la ubicación de refuerzos en las barras de un sistema eléctrico de potencia, basado fundamentalmente en herramientas teóricas utilizadas normalmente en el análisis de la seguridad de tensión de las redes eléctricas. En tal sentido, se comparan diferentes metodologías basadas en técnicas de estabilidad de tensión estática y sensibilidad de reducción de pérdidas del sistema, con el objetivo de obtener criterios para la ubicación de pequeñas unidades generadoras como refuerzos del Sistema.

La idea es que, desde un caso base y para cada inserción de una pequeña fuente de generación, las Curvas PV y QV se utilicen para la evaluación del desempeño del sistema, calculando el efecto de estos refuerzos en el margen de carga del sistema y en el comportamiento de los márgenes de carga reactiva de algunas barras importantes del mismo. Así, estas herramientas de análisis, sirven para comparar los resultados obtenidos y el desempeño del sistema en cada caso, obteniéndose así una buena estrategia para la localización de la generación distribuida, que pudiera complementarse con otros estudios o criterios utilizados.

En particular, la aplicación de estas técnicas para el Sistema Paraguayo resulta muy interesante, considerando que este sistema contiene al Sistema Metropolitano radialmente débilmente conectado a las fuentes de generación, lo que plantea algunas cuestiones interesantes relacionadas con la estabilidad de tensión.

### PALABRAS CLAVES

Estabilidad de Tensión, Método de la Continuación, Vector Tangente, Curvas QV, Curvas PV, Margen de Carga, Margen de Carga Reactiva, Reducción de Pérdidas.

## 1 INTRODUCCIÓN

La planificación de la expansión de un sistema de potencia es una tarea compleja que involucra diversos aspectos relacionados a fenómenos transitorios, estabilidad de tensión, confiabilidad y protección de los sistemas. Las herramientas computacionales desarrolladas pueden incluir aspectos dinámicos y estáticos del sistema que cubren una amplia gama de posibles estudios. En cuanto al análisis de estabilidad de tensión, en general, el punto de colapso de tensión está asociado con una matriz Jacobiana singular. En este punto de singularidad, conocido como un punto de bifurcación silla-nodo (saddle node bifurcation), la matriz Jacobiana del flujo de potencia posee un autovalor nulo [1]. Más allá de este punto crítico, ninguna solución puede ser obtenida, ya que el mismo representa un punto de máxima carga del sistema. Otros tipos de bifurcaciones también pueden ser identificados en los sistemas de potencia; en particular, una bifurcación



inducida por límites puede ocurrir. La misma resulta muy interesante y se manifiesta ante la pérdida de control de tensión de alguna fuente de potencia reactiva importante para el Sistema [2].

El colapso de tensión es un fenómeno local o, como mucho, un fenómeno regional. Por lo tanto, la identificación de las barras críticas del sistema, es decir, aquellas donde se origina el problema, resulta ser muy importante. Estas barras críticas constituyen un conjunto de barras candidatas a ser reforzadas buscando minimizar el riesgo de una inestabilidad de tensión y un eventual colapso de tensión. Teniendo en cuenta que las inestabilidades de tensión normalmente van asociadas a sistemas muy estresados y con elevadas pérdidas en las zonas críticas, tal vez también sea una buena idea identificar aquellas barras que resulten más efectivas o sensibles a una dada acción de control para la reducción de pérdidas del sistema o de alguna zona crítica.

La robustez de los sistemas con relación a la estabilidad de tensión, puede ser evaluada calculando el margen de carga (MC) del sistema. Este margen de cierta manera mide la distancia desde el punto de operación hasta el punto de colapso. Otra forma de analizar esta robustez es mediante el uso de la curva QV [3]. Esta curva proporciona el margen de carga reactiva o de potencia reactiva (MCR) de cada barra, que representa básicamente su robustez con respecto a la disponibilidad de potencia reactiva en la misma.

La evaluación de la seguridad de la tensión del sistema puede hacerse complementariamente por medio de la reducción de pérdidas. Esta idea proviene del hecho de que colapso de tensión puede estar asociado con altos valores de pérdidas; en este sentido, reducirlas puede colaborar en mantener al sistema alejado del colapso de tensión. Como se discute en la literatura técnica, tal afirmación no siempre es correcta, ya que la reducción de las pérdidas y la inestabilidad de tensión son problemas diferentes. Sin embargo, la reducción de las pérdidas en el área crítica de un sistema puede producir buenos resultados, por lo que puede tenerse en cuenta en estudios de este tipo.

Este documento propone una estrategia para la ubicación de generadores, basado en las herramientas descriptas. Se analizan algunos sistemas académicos robustos, y finalmente un sistema débil como el sistema paraguayo, teniendo en consideración todas sus limitaciones. Los resultados son obtenidos con las condiciones operativas reales y la eficacia de las acciones propuestas es discutida.

## 2 ANÁLISIS DE LAS CURVAS PV

En esta sección se describe el método de la continuación utilizado para el trazado de las Curvas PV, y la importancia del vector tangente calculado durante el proceso. Posteriormente, en las siguientes secciones, se realiza una discusión acerca de las pérdidas del sistema y la determinación del área crítica. La técnica de sensibilidad de reducción de pérdidas utilizada para identificar a los generadores para un posible redespacho o para el refuerzo del sistema también se presenta, similar a la idea utilizada para la compensación en derivación (compensación shunt).

### 2.1 Método de la Continuación

El Método de la Continuación puede ser utilizado para trazar el camino andado por un sistema de potencia desde un punto de equilibrio estable hasta a un punto de bifurcación [4], [5], obteniéndose finalmente el Margen de Carga del Sistema para la dirección de crecimiento de carga considerada. Esta metodología se basa en el siguiente modelo del sistema:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (1)$$

en el que  $x$  representa las variables de estado, siendo  $\lambda$  un parámetro del sistema utilizado para llevar al sistema desde un punto de equilibrio a otro. Este tipo de modelo se ha empleado en numerosos estudios de colapso de tensión, siendo  $\lambda$  normalmente el factor de crecimiento carga / generación del sistema. Dos pasos mueven al sistema a lo largo del camino de la bifurcación: el paso predictor y el paso corrector.

## 2.2 Paso Predictor:

El Paso Predictor es utilizado para definir una dirección de movimiento. El Vector Tangente puede ser utilizado para este propósito, y viene dado por:

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \frac{1}{\Delta\lambda} = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta\lambda \\ \Delta V \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} K_p P_0 \\ K_q Q_0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

donde  $[J]$  representa la matriz Jacobiana del flujo de carga linealizado,  $\theta$  y  $V$  las variables de estado (ángulo de fase y magnitud de la tensión, respectivamente), y  $P_0$  y  $Q_0$  son las potencias netas activa y reactiva conectadas a cada barra. Es importante notar que  $\lambda$  está relacionada con la variación del parámetro del sistema, mientras que las constantes  $K_p$  y  $K_q$  indican una dirección particular de crecimiento de la carga asociada con cada barra. Si el crecimiento de las cargas es idéntico en todas las barras con factor de potencia constante en relación al caso base, entonces los valores de  $K$  asumen el valor unitario. La longitud del paso predictor está dada por:

$$\Delta\lambda = \frac{1}{\|VT\|} \quad (3)$$

en el que  $\| \cdot \|$  representa la norma de vector tangente. De esta expresión se deduce que, cuanto más pronunciada sea la curva, más pequeño es el paso predictor, y viceversa. El método avanza con grandes pasos mientras el sistema se encuentre lejos del punto de bifurcación, y con pasos menores en la medida que se acerca a dicho punto. El punto de operación del sistema es obtenido posteriormente con el paso corrector.

## 2.3 Paso Corrector:

El Paso Corrector se obtiene mediante la inclusión de una ecuación adicional. Tal ecuación surge del hecho de que el paso predictor y el paso corrector son vectores perpendiculares entre sí. Una alternativa a este paso es la obtención del nuevo punto operativo mediante el paso predictor como la estimación inicial para un programa de flujo de carga. En general, con esta metodología, el sistema converge en muy pocas iteraciones.

## 3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD BASADO EN EL VECTOR TANGENTE

El Vector Tangente calculado con la ecuación (2) se aprovecha en este trabajo como una herramienta para el análisis de sensibilidad de las pérdidas globales del sistema. Este enfoque se basa en la información proporcionada por dicho vector tangente, es decir, las sensibilidades de las variables de estado con relación al parámetro del sistema.

Las pérdidas totales del sistema de potencia activa están dadas por:

$$P_T = \sum_{j=1}^{N_l} V_{ij} V_{kj} [G_j \cos(\theta_{(ik)j}) + \cos(\theta_{(ki)j})] - G_j (V_{ij}^2 + V_{kj}^2) \quad (4)$$

donde  $N_l$  es el número de líneas de transmisión;  $V_{ij}$  y  $V_{kj}$  son los niveles de tensión en los extremos  $i$  y  $k$  de la línea  $j$ ;  $G_j$  es la susceptancia de la línea de transmisión  $j$ ; y  $\theta_{(ik)j}$  representa la diferencia de los ángulos de fase entre las barras  $i$  y  $k$ .

Si esta última es derivada en relación al parámetro  $\lambda$  del sistema, se obtiene entonces la siguiente relación:

$$\frac{\partial P_T}{\partial \lambda} = \sum_{j=1}^{N_l} A \left( V_{kj} \frac{\partial V_{ij}}{\partial \lambda} + V_{ij} \frac{\partial V_{kj}}{\partial \lambda} \right) + V_{ij} V_{kj} \frac{\partial A}{\partial \lambda} - 2G_j \left( V_{ij} \frac{\partial V_{ij}}{\partial \lambda} + \frac{\partial V_{kj}}{\partial \lambda} V_{kj} \right) \quad (5)$$

donde:

$$A = G_j (\cos(\theta_{(ik)j}) + \cos(\theta_{(ki)j})) \quad y \quad \frac{\partial A}{\partial \lambda} = G_j \left( 2 \operatorname{sen}(\theta_{(ki)j}) \left( \frac{\partial \theta_{(i)j}}{\partial \lambda} - \frac{\partial \theta_{(k)j}}{\partial \lambda} \right) \right)$$

La ecuación anterior muestra cómo varían las pérdidas de potencia activa en función del parámetro del sistema. Tenga en cuenta que todas las derivadas parciales de esta ecuación consisten en las componentes del vector tangente, conocidas a partir de la ecuación (2). Por lo tanto, su cálculo resulta trivial y no consume mucho tiempo.

Suponga ahora que el lado derecho de la ecuación (2) es ligeramente perturbado a través de la instalación de capacitores en una barra de carga genérica "l", un nuevo vector tangente se obtiene sin necesidad de calcular el nuevo punto de operación. Si la ecuación (5) es calculada con este vector tangente, la sensibilidad de las pérdidas totales del sistema en función de la variación del parámetro  $\lambda$  (instalación de capacitores en la barra "l") es entonces conocida. Tomando "l" como todas las barras de carga del sistema, una por una, el cómputo de las ecuaciones (2) y (5) para cada una de ellas, permite identificar la barra de carga, o las barras, cuya instalación de capacitores maximiza la reducción de las pérdidas activas del sistema.

De la misma manera, el lado derecho de (2) puede ser modificado considerando la inyección de potencia activa en la barra de carga "l", simulando la entrada de un generador en dicha barra del sistema. Nótese que en todo este proceso, la rutina del programa flujo de potencia se ejecuta solamente para el caso base. En [6] se propone una metodología para realizar el redespacho de potencia activa de un par de generadores, de forma a reducir las pérdidas en el área crítica del sistema. La identificación de esos generadores está basada en la sensibilidad de las pérdidas de esa área calculadas con el vector tangente.

#### 4 ANÁLISIS DE LAS CURVAS QV

El método de la Curva QV [7], [8], es utilizado como un herramienta de planificación por muchas Empresas de Servicios Eléctricos, una práctica que a menudo debe ser complementada con otros estudios estáticos y dinámicos [9], [10]. El análisis de las curvas QV debe ser realizado en conjunto con las curvas PV, lo cual permite identificar las barras críticas del sistema así como los requerimientos de potencia reactiva en las barras para garantizar la seguridad de tensión.

La posibilidad de reducir el costo computacional asociado con el cálculo de las curvas QV es abordada en esta sección. Al igual que para las curvas PV, no toda la curva resulta de interés. Más bien lo que se busca, es aquél punto de mínima inyección de potencia reactiva, proporcionando como resultado el margen de potencia reactiva para la barra analizada. Para este propósito, un método relativamente novedoso llamado método de la continuación QV, se emplea tal como se describe a continuación.

#### 4.1 Método de la Continuación QV

La idea es trazar la curva QV mediante pasos controlados hasta llegar al punto mínimo de la Curva. El tamaño del paso está regulado por el vector tangente según:

$$\Delta\lambda = \frac{k}{\|VT_Q\|} \quad (6)$$

donde  $k$  es un valor escalar utilizado para acelerar o ralentizar el cómputo;  $\| \cdot \|$  denota la norma de un vector tangente modificado  $VT_Q$ , el cual se calcula según:

$$VT_Q = [J]^{-1}Q_1 \quad (7)$$

En la ecuación (7),  $[J]$  es el jacobiano del flujo de potencia;  $Q_i$  es un vector con todas sus componentes iguales a cero, excepto por aquella asociada a la potencia reactiva de la barra en estudio. Es importante mencionar que los límites de potencia reactiva para todas las demás barras de tensión controlada (barras PV) son tenidos en cuenta. Con la longitud del paso calculada con la ecuación (6), las tensiones en las barras PQ se actualizan según:

$$\Delta V = k \frac{VT_Q}{\|VT_Q\|} \quad (8)$$

La actualización de las variables de estado a través de la ecuación (8) (paso corrector) mantiene al problema bien condicionado durante el proceso de convergencia del problema de flujo de potencia, durante el cual, la barra analizada es considerada como una barra del tipo PV. Sin embargo, el cálculo de la longitud del paso y la corrección del nivel de tensión se ejecutan considerando a esta barra como una del tipo PQ. Esto ocurre independientemente del tipo de barra original en estudio. El costo computacional para la obtención de  $VT_Q$ , y consecuentemente de la longitud del paso y del término de corrección, es sin embargo muy reducido, ya que su cómputo sólo se ejecuta luego de la convergencia del método de Newton-Raphson, por lo que no se requiere de un nuevo cálculo de la matriz jacobiana.

## 5 METODOLOGÍA

El sistema de potencia paraguayo estudiado presenta algunas áreas débiles con respecto a la estabilidad de la tensión, y ante la necesidad de potencia activa en diversas áreas del mismo, surge la idea de evaluar la respuesta del mismo ante la inserción de unidades generadoras en algunas barras críticas o candidatas, de modo a disponer de criterios adicionales a la hora de priorizar los refuerzos. La generación distribuida se convierte en una solución a corto plazo válida para mejorar el desempeño del sistema, mientras las medidas de mediano y largo plazo, necesarias para asegurar la calidad del suministro de energía en esas áreas, terminen de ser implementadas.

**X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ**  
**19, 20 y 21 de Setiembre de 2012**

---

Las barras analizadas para la instalación de la generación distribuida son aquellas críticas identificadas por las mayores componentes del vector tangente, o por los menores márgenes de potencia reactiva obtenidos por el método de la curva QV. También son estudiadas las barras candidatas para la reducción de las pérdidas totales del sistema ante la inyección de potencia activa.

La idea consiste en considerar la instalación secuencial de unidades generadoras en aquellas barras identificadas como críticas o candidatas por los siguientes índices:

- *Vector tangente, caso base (VTB)*: Barra de carga correspondiente a la mayor componente del vector tangente, siendo éste calculado con la matriz Jacobiana del caso base.
- *Margen de Carga Reactiva (MCR)*: Barra de carga con el menor margen de potencia reactiva, calculado para el caso base.
- *Sensibilidad a la reducción de las pérdidas (SRP)*: Barra de carga más sensible con respecto a la reducción de pérdidas cuando se considera una inyección de potencia activa en ella.
- *Vector tangente, cerca del punto de colapso de tensión (VTC)*: Barra identificada como crítica por el vector tangente, siendo éste calculado cerca del punto de colapso de tensión.
- *Mezcla de las técnicas anteriores (Mix)*: Un conjunto de barras se obtiene combinando los indicadores anteriores, reduciendo así el número de barras a considerar. Hecho esto, aquella barra en que la instalación de un generador produzca el mayor incremento en MCR del Sistema o de un grupo de barras del mismo seleccionadas previamente, es la seleccionada según este criterio. Este MCR del Sistema (o de un subconjunto de este), se define como la suma de los MCR de cada una de las barras del sistema analizado.
- *Mezcla de las técnicas anteriores para barras PV (MixPV)*: Igual que el índice anterior, pero la ganancia en el MCR se centra solamente en las barras PV del sistema.

El desempeño del sistema es evaluado a través de indicadores como el margen de carga del sistema (MC), las pérdidas totales del sistema y el margen de carga reactiva (MCR). Comparando los resultados obtenidos en el estudio, se obtiene una buena estrategia de planificación.

## **6 RESULTADOS**

### **6.1 Sistemas de Prueba IEEE**

La metodología propuesta, ha sido en primer lugar probadas con los sistemas de prueba de 14, 30 y 57 barras de la IEEE. Debido a que los resultados cualitativos obtenidos fueron bastante similares para todos estos sistemas analizados, aquí se presentan solamente aquellos correspondientes al sistema de 57 barras.

La Tabla I resume las ubicaciones obtenidas con cada uno de los índices probados, siendo insertados los generadores de manera secuencial y formando parte del sistema para el próximo caso base. En la misma puede apreciarse que la adopción del índice MCR como un criterio para la ubicación de generadores no provee una distribución heterogénea de barras para la inyección de potencia activa, concentrándose más bien en este caso en las barras 32 y 33. En los sistemas de 14 y 30 barras se observó el mismo comportamiento.

La figura 1 presenta los resultados obtenidos cuando se distribuyen 30 MW de acuerdo con la metodología propuesta utilizando los índices explicados. En ella se puede ver que la adopción del índice MCR como un criterio para la ubicación de generadores, no produce buenos resultados. La utilización de los demás índices para identificar las barras candidatas para la instalación de generadores, produce mejores desempeños del Sistema. Notar que el mayor incremento del margen de carga (MC), así como la mayor reducción en las

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

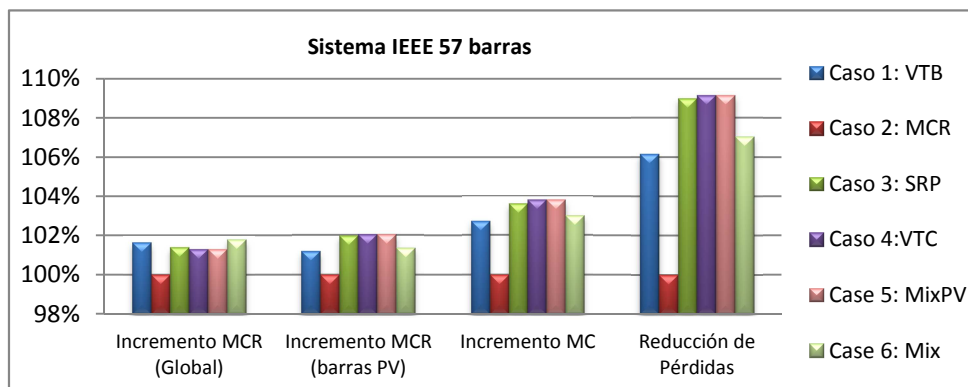
pérdidas es obtenido con la metodología MixPV. Estos resultados siendo muy similares a los obtenidos con los índices SRP y VTC, representan una buena señal para los planificadores, debido a que un conjunto reducido de barras es considera para las acciones de control y otro conjunto de pocas barras PV es considerado para el análisis del MCR.

**TABLA 1:** Ubicación de los Generadores por diversos criterios

MW Instalado (acumulado)	Barra seleccionada para instalación de un Generador Adicional					
	Caso 1: VTB	Caso 2: MCR	Caso 3: SRP	Caso 4: VTC	Caso 5: MixPV	Caso 6: Mix
5	33	33	31	33	31	33
10	33	32	33	57	57	31
15	57	33	57	31	33	57
20	57	32	53	53	53	30
25	31	33	30	42	53	56
30	31	33	53	53	42	33

Con el objetivo de una mejor evaluación de la metodología propuesta, también se simularon la instalación de unidades generadoras en barras escogidas al azar, en barras con niveles de tensión bajos, entre otras. En ningún caso analizado, se obtuvo un desempeño mejor que los obtenidos con los criterios arriba explicados, por lo que los mismos se mostraron muy efectivos.

En general, para los sistemas de prueba IEEE, los mejores resultados se obtienen cuando las acciones de control, en este caso la inserción de generadores, son llevadas a cabo en las barras señaladas por los índices MixPV, VTC y SRP.



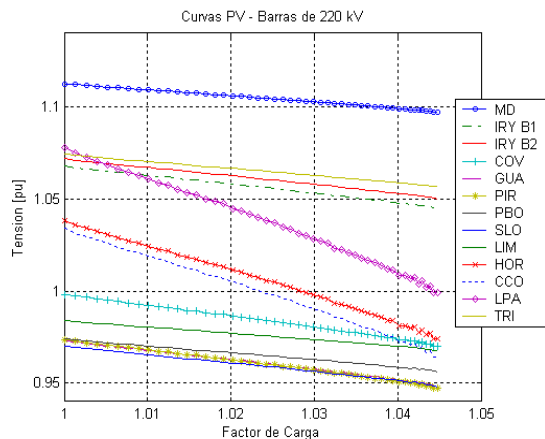
**Figura 1:** Comparación de los resultados obtenidos con los criterios analizados (30 MW acumulados)

## 6.2 Resultados para el Sistema ANDE

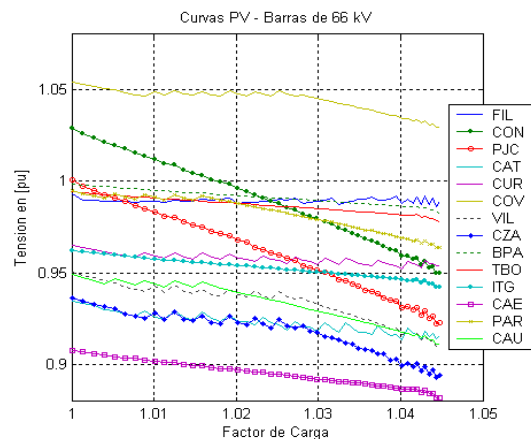
En esta sección se presentan los resultados obtenidos para el Subsistema 1 de la ANDE (SS1). La configuración topológica del Sistema utilizada como caso base en este trabajo, corresponde a la de la punta de carga del día 4 de noviembre de 2009.

El uso del método de continuación, revela un margen de carga muy pequeño para ese caso base, menos del 5% para una dirección de crecimiento con factor de potencia constante en todas las barras. Ello se observa en las curvas PV de las figuras 2 y 3, graficadas para algunas barras de 220 y 66 kV respectivamente.

En este sistema, a diferencia de los sistemas de prueba IEEE estudiados, se detectan problemas de convergencia cuando el parámetro  $\lambda$  lleva al sistema a un punto de operación cercano al de bifurcación. A partir del momento en que el Compensador Estático de Reactivos instalado en San Lorenzo (CER SLO) alcanza su límite de 150 MVAR, la única reserva de potencia reactiva para la Región Metropolitana es el Compensador de Reactivos instalado en la Estación de Limpio (CER LIM), cuya capacidad de compensación máxima es de 250 MVAR. Cuando esta última fuente llega a su límite perdiendo el control de tensión sobre su barra controlada, el sistema pierde un grado de libertad y ya no converge, alcanzando repentinamente un punto de bifurcación inducida [12]-[14].



**Figura 2:** Curvas PV en barras de 220 kV (Sistema ANDE)



**Figura 3:** Curvas PV en barras de 66 kV (Sistema ANDE)

En este mismo sistema, también se detecta una bifurcación del tipo silla-nodo, siempre que no se consideren los límites de potencia reactiva de las barras PV. Esta situación, no real obviamente, es mencionada aquí con propósitos académicos solamente y no debería considerarse para la planificación de los sistemas.

Es importante mencionar que las dos únicas fuentes de potencia reactiva de la Región Metropolitana presentan ya desde el caso base, un MCR negativo. Esta situación es sumamente desfavorable para el sistema, pudiendo ser evidenciada con estudios de análisis de contingencias [11]. El sistema de ANDE estudiado es altamente dependiente de estas reservas de potencia reactiva; tal es así, que cuando se alcanzan sus límites, el sistema se torna inestable. En función de esa “fuerte dependencia”, un criterio similar a MixPV es analizado y comparado con los demás. Este criterio (MixCERs) identifica a las barras candidatas



X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

al refuerzo basado en el impacto que tendrán la entrada en servicio de los generadores en el incremento del MCR de los compensadores estáticos solamente.

Las figuras 4 a 6 muestran que los mejores resultados son obtenidos cuando el foco de atención es el incremento del MCR de estas barras PV, aliviando de esta manera el control de tensión del sistema. En la Tabla II se hace un resumen de las distribuciones de los generadores alcanzadas con cada criterio estudiado; observar que no existe mucha discrepancia entre cada uno de los criterios analizados.

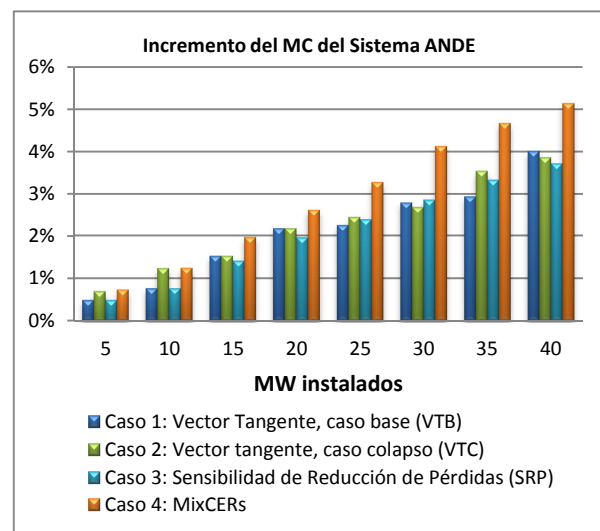
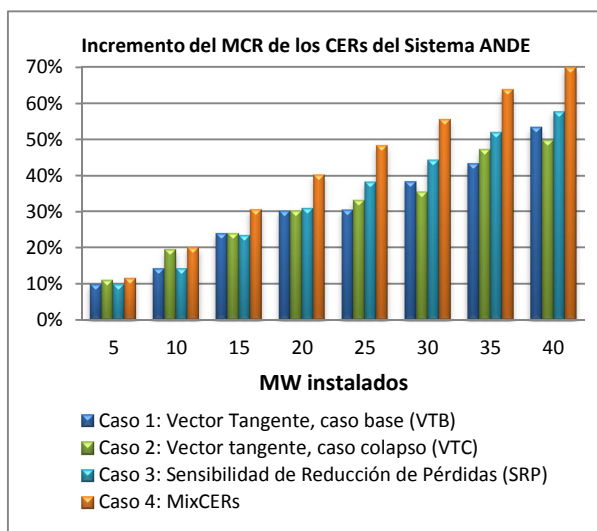


Figura 4: Análisis del MCR de los Compensadores Estáticos de Reactivos del Sistema ANDE

Figura 5: Análisis del MC del Sistema ANDE

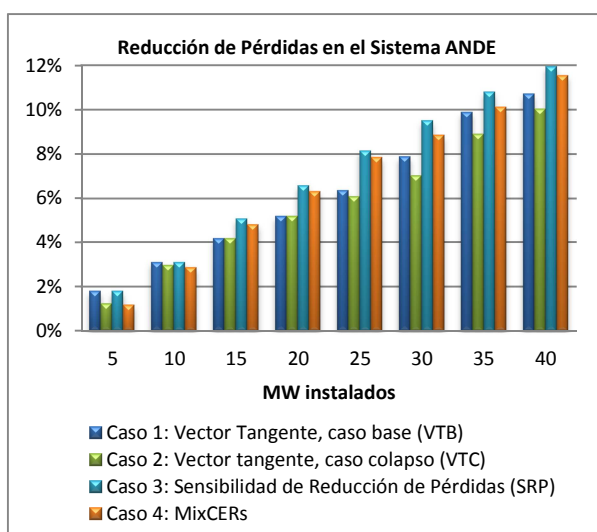


TABLA II: Ubicación de los Generadores por diversos criterios (ANDE)

MW Acumulado	CRITERIOS COMPARADOS			
	Caso 1: VTB	Caso 2: VTC	Caso 3: SRP	Caso 4: MixCERs
5	CZA	PJC	CZA	FIL
10	CAT	CZA	CAT	CZA
15	PJC	CAT	CAE	CAE
20	FIL	FIL	CAU	QUI
25	LPA	FIL	CAE	CAE
30	QUI	PJC	VIL	PJC
35	CAE	CAE	CAE	CAE
40	PJC	CZA	QUI	VIL

Figura 6: Análisis de la reducción de las pérdidas totales del Sistema ANDE

## 7 CONCLUSIONES

Este trabajo propuso una estrategia para la ubicación de refuerzos señaladas por algunas herramientas utilizadas en los estudios de estabilidad de tensión como ser el vector tangente, el margen de carga reactiva o el cálculo de sensibilidad de pérdidas. Para la evaluación de cada criterio implementado, la reducción de pérdidas del sistema, los incrementos de los márgenes de potencia reactiva y del margen de carga del sistema fueron analizados. Las acciones de control consideradas para mejorar el desempeño del Sistema fueron la instalación de pequeñas unidades generadoras en las barras indicadas por los diferentes criterios.

En primer lugar, se analizaron algunos sistemas académicos de la IEEE y los auspiciosos resultados allí obtenidos estimularon el empleo de las técnicas propuestas en un sistema real, el Sistema Paraguayo. Este sistema fue escogido para el estudio debido a su debilidad en términos de seguridad de tensión, de modo que los resultados aquí logrados serían mejor valorados. Una vez más, el análisis del sistema de la ANDE con las herramientas mencionadas arrojó muy buenos resultados, aunque algunas características no observadas en los sistemas académicos de IEEE (sistemas fuertes y muy mallados) han sido visualizadas en el sistema paraguayo.

Los resultados alcanzados en cada uno de los sistemas estudiados nos llevan a la conclusión de que para la metodología empleada, la utilización de los diferentes criterios analizados produce en general muy buenos desempeños. En el caso del Sistema ANDE, se ve sin embargo un desempeño superlativo cuando nos enfocamos con el criterio MixCERs en aliviar a los Compensadores del Sistema Metropolitano.

La metodología propuesta aquí, puede ser extendida sin restricción alguna a otros sistemas, ya que diferentes grupos de barras son identificadas y testadas como candidatas para llevar a cabo las acciones de control propuestas. La comparación con los criterios normalmente utilizados, muestra la efectividad de la metodología implementada.

## 8 REFERENCIAS

- [1] C. A. Cañizares et al., "Voltage Stability Assesment: Concepts, Practices and Tools", IEEE/PES, Power System Stability Subcommittee, Special Publication, Final Document, August 2002.
- [2] L. Chen, Y. Min, "Limit Induced Bifurcation Caused by SVC Capacity Limit", Power Tech, IEEE Lausanne, 2007.
- [3] Fritz W. Mohn, A. C. Zambroni de Souza, "Tracing PV and QV Curves with the Help of a CRIC Continuation Method", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.21, pp.1104-1114, 2006.
- [4] D. Alves, L. C. da Silva, C. A. Castro e V. F. da Costa, "Continuation fast decoupled power flow with secant predictor", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 3, pp. 1078-1085, August 2003.
- [5] D. A. Alves, L. C. P. da Silva, C. A. Castro, and V. F. da Costa, "Parameterized fast decoupled load flows for tracing the power systems bifurcation diagrams", Proc. IEEE PES Summer Meeting, pp. 708-713, 1999.
- [6] Rafael Coradi Leme, "Aplicações da Incorporação de Redespacho no Jacobiano do Fluxo de Potência durante o Método da Continuação", Dissertação de Mestrado, UNIFEI (Universidade Federal de Itajubá), Itajubá - MG, Brasil, Março de 2005.
- [7] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Palo Alto: McGraw-Hill, 1994.



X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ  
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

---

- [8] T. V. Cutsem, C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [9] B. H. Chowdhury, C. W. Taylor, "Voltage stability analysis: V-Q power flow simulation versus dynamic simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 4, pp. 1354-1359, November 2000.
- [10] Show-Kang Chang, Vladimir Brandwajn, "Adjusted solutions in fast decoupled load flow", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.3, No. 2, pp. 726-733, May 1988.
- [11] A. C. Zambroni de Souza, Fritz W. Mohn, Isabella F. Borges, Tito R. Ocariz, "Using PV and QV Curves with the Meaning of Static Contingency Screening and Planning", accepted for publication by the Electric Power Systems Research.
- [12] V. Venkatasubramanian, "Singularity Induced Bifurcation and the van der Pol Oscillator", *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, Vol. 41, No. 11, pp. 765-769, November 1994.
- [13] M. K. Pal, "Voltage Instability Considering Load Characteristics", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, pp. 243-249, February 1992.
- [14] R. A. Schlueter, "A Voltage Stability Security Assessment Method", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, pp. 1423-1438, November 1998.