

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO

Nelson Granda
Dirección de Operaciones

Hugo Arcos
Dirección de Planeamiento

RESUMEN

Los últimos 5 años, el SNI ecuatoriano ha venido siendo operado bajo condiciones cada vez más críticas, debido a los siguientes factores: falta de cumplimiento de los planes de expansión de la transmisión y generación, altas tasas de incremento del consumo eléctrico en áreas densamente pobladas, nuevos patrones de cargabilidad del sistema debido a la incorporación de interconexiones internacionales, etc.

Las severas condiciones de operación pueden resultar en un comportamiento caracterizado por lentas caídas de voltaje, que bajo ciertas condiciones pueden llegar a producir un colapso. Un problema asociado con la estabilidad de voltaje es mantener perfiles de voltaje viables, es decir niveles de voltaje que permanezcan en un rango especificado cercano al valor nominal (usualmente dentro de la banda del $\pm 5\%$ del valor nominal) cuando las condiciones del sistema y de la carga cambian.

En este trabajo se presenta una descripción de las herramientas matemáticas comúnmente usadas para el análisis de estabilidad de voltaje, y su aplicación en un estudio dirigido al SNI ecuatoriano, presentándose como resultado una evaluación de estabilidad y seguridad de voltaje de dicho sistema.

PALABRAS CLAVE: Estabilidad de Voltaje, Flujos de Continuación, Análisis Modal.

1. INTRODUCCIÓN

Un aspecto importante del problema de estabilidad de voltaje, que lo hace difícil de entender y solucionar, es que este fenómeno es no lineal y cuanto más saturado se encuentra el sistema, esta no linealidad llega a ser más pronunciada. Es necesario entonces utilizar métodos matemáticos que se adapten adecuadamente a este tipo de problemas, siendo la teoría de bifurcación ampliamente aceptada como la mejor manera de modelar el colapso de voltaje en sistemas de potencia.

La teoría de la bifurcación asume lentas variaciones de los parámetros del sistema y predice la manera en la que el sistema se vuelve inestable. Generalmente, dos tipos de bifurcación son de interés para el estudio del fenómeno de inestabilidad y colapso de voltaje: Bifurcación de Ensilladura y Bifurcación de Hopf. Una bifurcación de ensilladura se caracteriza porque el jacobiano del sistema tiene un valor propio cero. En la bifurcación, la dinámica del colapso se desarrolla de tal manera que las variables de estado cambian continuamente; al principio, la velocidad del colapso es lenta y luego se desarrolla rápidamente. En una bifurcación de Hopf, un par de valores propios complejos del jacobiano del sistema cruzan el eje imaginario. Al cambiar lentamente un parámetro, el sistema empieza a presentar oscilaciones de estado estable ó presenta un transitorio oscilatorio creciente.

El método de flujos de continuación es la herramienta de análisis de estabilidad de voltaje más comúnmente utilizada, pues permite obtener el margen de cargabilidad y las curvas PV del sistema con la ventaja de evitar el problema de singularidad de la matriz jacobiana en el punto de colapso y permitir la solución del flujo de potencia para puntos de equilibrio estable e inestable (parte superior e inferior de la curva PV).

1.1. Flujos de Continuación

El método de flujos de continuación usa un proceso iterativo que implica pasos de predicción y corrección. Como se esquematiza en la Figura 1, desde una solución inicial conocida (A), se usa un paso de predicción para estimar la solución (B) para un patrón especificado de incremento de carga y generación. Luego, el paso de corrección determina la solución exacta (C) usando un análisis de flujo de potencia convencional con la carga del sistema que se asume es fija.

Los voltajes para un incremento mayor de carga son entonces calculados basándose en un nuevo paso de predicción. Si el nuevo estimado de carga (D) está más allá de la máxima carga de la solución exacta, un paso

de corrección con cargas fijas podría no converger; por consiguiente; se aplica un paso de corrección con voltaje fijo (parametrización) en la barra monitoreada para poder encontrar la solución exacta (E).

Las ecuaciones básicas son similares a las utilizadas en análisis de flujos de potencia excepto que el incremento en la carga es adicionado como un parámetro. La reformulación de las ecuaciones de flujo de potencia puede ser expresada de la siguiente manera:

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (1)$$

Donde:

- λ = Parámetro de carga.
- θ = Vector de ángulos de voltajes de barra.
- V = Vector de magnitudes de voltajes de barra.
- K = Vector que representa el porcentaje de cambio de carga en cada barra.

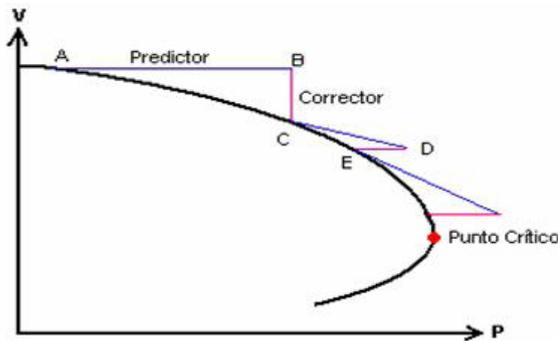


FIGURA 1: Representación Gráfica del Método de Flujos de Continuasión

En el paso de predicción, se usa una aproximación lineal para estimar la siguiente solución para un cambio en una de las variables de estado (es decir θ , V , ó λ). Tomando las derivadas de ambos lados de la ecuación (1), con las variables de estado correspondientes a la solución inicial, resultará en el siguiente conjunto de ecuaciones lineales:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}_\theta & \mathbf{F}_V & \mathbf{F}_\lambda \\ & \mathbf{e}_K & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

Dado que se ha incluido λ en las ecuaciones de flujo como una variable desconocida, es necesario tener

una ecuación más para resolver las ecuaciones anteriores. Esto se satisface fijando uno de los componentes del vector tangente a +1 ó -1. A este componente a menudo se lo llama parámetro de continuasión.

En el paso de corrección, al conjunto original de ecuaciones $F(\theta, V, \lambda) = 0$ se le aumenta una ecuación que especifica la variable de estado seleccionada como el parámetro de continuasión. Este nuevo conjunto de ecuaciones es:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}(\theta, V, \lambda) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (3)$$

Donde x_k es la variable de estado seleccionada como el parámetro de continuasión y η es igual al valor previsto de x_k . El componente tangente de λ (es decir $d\lambda$) es positivo para la porción superior de la curva PV, es cero en el punto crítico, y es negativo más allá del punto crítico. De esta manera el signo de $d\lambda$ indicará si el punto crítico ha sido ó no alcanzado.

1.2. Análisis Modal

La técnica de análisis modal también se usa para el análisis de estabilidad de voltaje junto al método de flujos de continuasión. Mientras que el método de flujos de continuasión permite obtener el margen de cargabilidad y las curvas PV, el análisis modal permite conocer las barras críticas del sistema en las cuales se deben aplicar medidas correctivas con el fin de aumentar el margen de cargabilidad y volver más estable el sistema.

Las ecuaciones algebraicas que describen el comportamiento de la red de transmisión pueden expresarse en la siguiente forma linealizada:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4)$$

Donde:

- ΔP = Cambio incremental en la potencia real de la barra.
- ΔQ = Cambio incremental en la inyección de potencia reactiva de la barra.
- $\Delta \theta$ = Cambio incremental en el ángulo de voltaje de la barra.
- ΔV = Cambio incremental en el voltaje de la barra.
- $\mathbf{J}_{P\theta}, \mathbf{J}_{PV}, \mathbf{J}_{Q\theta}, \mathbf{J}_{QV}$ = Son las submatrices jacobianas.

Si para cada punto operativo se considera P constante de la ecuación (4) se obtiene:

$$\Delta Q = J_{RQV} \cdot \Delta V \quad (5)$$

Donde:

$$J_{RQV} = J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV} \quad (6)$$

J_{RQV} es la matriz jacobiana reducida del sistema. La matriz J_{RQV}^{-1} es la matriz de sensibilidad que relaciona la variación de voltaje en una barra con respecto a la inyección de potencia reactiva. Una sensibilidad positiva indica operación estable; mientras más pequeña sea la sensibilidad, más estable es el sistema. Cuando la estabilidad decrece, la magnitud de la sensibilidad se incrementa, llegando a ser infinita en el límite de estabilidad. Al contrario, una sensibilidad negativa es indicativo de operación inestable, una sensibilidad negativa pequeña representa una operación muy inestable.

Las características de estabilidad de voltaje de un sistema puede ser identificadas calculando los valores y vectores propios de la matriz jacobiana reducida J_{RQV} definida por la ecuación (6), la cual puede expresarse de la siguiente manera:

$$J_{RQV} = \xi \cdot \Lambda \cdot \eta \quad (7)$$

Donde:

- ξ = Matriz de vectores propios derechos de J_{RQV}
- η = Matriz de vectores propios izquierdos de J_{RQV}
- Λ = Matriz diagonal de valores propios de J_{RQV}

Para el i-ésimo modo se tiene:

$$\mathbf{v}_i = \frac{1}{\lambda_i} \mathbf{q}_i \quad (8)$$

Si $\lambda_i > 0$, el sistema estable. Si $\lambda_i < 0$, el sistema es inestable. La magnitud de λ_i determina el grado de estabilidad del i-ésimo voltaje modal. Mientras más pequeña sea la magnitud positiva de λ_i , más cercano está el i-ésimo voltaje modal de ser inestable. Cuando $\lambda_i = 0$, el i-ésimo voltaje modal colapsa debido a que cualquier cambio en la potencia reactiva modal causa un cambio infinito en el voltaje modal.

1.3. Factores de Participación de las Barras

La participación relativa de la barra k en el modo i está

dado por el factor de participación de la barra:

$$RPF_{ki} = \xi_{ki} \cdot \eta_{ik} \quad (9)$$

Barras con un factor de participación alto son barras con mayor deficiencia de soporte reactivo, y por tanto, son las barras más adecuadas para adicionar equipamiento reactivo como capacitores, SVCs, compensadores sincrónicos, etc.

Si en la ecuación (3.9) se cumple que $\Delta Q = 0$, se tiene que:

$$\Delta \theta = J_{RP\theta}^{-1} \Delta P \quad (10)$$

Donde:

$$J_{RP\theta} = J_{P\theta} - J_{PV} \cdot J_{QV}^{-1} \cdot J_{Q\theta} \quad (11)$$

$J_{RP\theta}$ es la matriz jacobiana reducida del sistema que incluye solamente a los componentes P y θ . El análisis modal sobre la matriz J_{RQV} revela el impacto de la potencia reactiva en la estabilidad de voltaje; en cambio, el análisis modal sobre la matriz $J_{RP\theta}$ revela el impacto de la potencia activa en la estabilidad de voltaje.

Al igual que los factores de participación de barras definidos en (9), que en adelante se los denominará "Factores de Participación de Potencia Reactiva (RPF)" se pueden definir los Factores de Participación de Potencia Activa (APF). Estos factores de participación de potencia activa (APF) se definen como el producto elemento a elemento de los vectores propios derecho e izquierdo de la matriz $J_{RP\theta}$, es decir:

$$APF_{ki} = \chi_{ki} \cdot \psi_{ik} \quad (12)$$

Barras con grandes APF son las barras que limitan el margen de estabilidad del sistema desde la perspectiva de la potencia activa. Estas barras representan lugares propicios para planificación y control de potencia activa tales como esquemas de alivio de carga por bajo voltaje ó redespacho de generación con el propósito de aumentar la capacidad de transferencia de potencia del sistema.

2. METODOLOGÍA APLICADA Y CASOS DE ESTUDIO

Un estudio de estabilidad de voltaje incluye los siguientes seis pasos:

- a) Establecer el caso base.
- b) Selección de una lista de contingencias probables para las cuales se determinará la estabilidad de voltaje del sistema.
- c) Definición del parámetro clave para calcular el margen de estabilidad de voltaje.
- d) Especificar el criterio de estabilidad de voltaje.
- e) Determinar el margen de estabilidad de voltaje para el caso base y para todos los casos de contingencias probables.
- f) Diseñar y validar medidas de compensación para los casos en los cuales no se cumplió con el criterio establecido.

- a) Para el caso del SNI ecuatoriano, se consideró dos casos de estudio: demanda máxima para un escenario con alta hidrología y demanda máxima para un escenario de baja hidrología. Las cargas se modelaron considerando que su comportamiento se ajusta a un modelo de potencia constante (MVA), con el que se obtienen los resultados más conservadores.

Se consideró todo el equipamiento de compensación reactiva existente y operativa en el SNI. La carga de la S/E Tulcán se considera transferida al sistema colombiano a través del enlace de 138 kV. Esta transferencia se la realiza cuando se presentan condiciones de alta carga y/o bajos voltajes en la zona norte del país. Se consideran los sistemas ecuatoriano y colombiano como dos áreas de control distintas.

- b) Para la selección de contingencias se considera el criterio N-1 y se ha seleccionado la desconexión de las líneas del anillo de 230 kV y de ciertas líneas de 138 kV, debido a que sus desconexiones causan fuertes depresiones en el perfil de voltaje del sistema ó de ciertas zonas.
- c) El margen de estabilidad es una medida de cuan cercano esta el sistema a la inestabilidad de voltaje. Generalmente, el margen de estabilidad de voltaje se define como la diferencia entre los valores de parámetro clave del sistema (PCS) en el punto operativo actual y el punto crítico de estabilidad de voltaje. Como parámetro clave del sistema para el cálculo del margen de estabilidad de voltaje se ha seleccionado al margen de cargabilidad definido como el incremento total de carga en el sistema.
- d) El criterio de estabilidad de voltaje define cuanto margen es considerado suficiente para el caso base además de todos los casos de contingencias posibles. El sistema tiene que

ser voltaje estable para el caso base y todos los casos de contingencias seleccionadas, cuando el valor del margen de cargabilidad es igual o superior al 5%.

Es decir, que para cualquier caso donde el margen de estabilidad de voltaje sea menor al 5% deben diseñarse medidas correctivas para incrementar el margen de estabilidad y alcanzar el criterio definido.

- e) El proceso de determinar el margen de estabilidad de voltaje puede resumirse en los siguientes pasos:

- Calcular el margen de estabilidad de tensión para el caso base.
- Calcular el margen de estabilidad de tensión para todas las contingencias.
- Calcular el margen de estabilidad de tensión para unas pocas contingencias críticas usando una herramienta de simulación dinámica. Si la simulación en el dominio del tiempo muestra que el sistema alcanza un punto de equilibrio estable post-disturbio luego de un período de tiempo finito, el sistema es estable. Si no existe equilibrio de estado estable en el sistema post-contingencia, las simulaciones dinámicas mostraran que los voltajes de las barras continúan cayendo y por consiguiente el sistema es voltaje inestable.

En este paso se usa el método de flujos de continuación y como resultado se obtiene el margen de cargabilidad del sistema y las curvas PV de cualquier barra seleccionada. Adicionalmente, se realiza el análisis modal del sistema en el punto de colapso con el fin determinar las barras más prontas al colapso, en las cuales será más efectivo aplicar algún tipo de acción correctiva.

- f) En los casos en los que no se cumple el criterio de estabilidad de voltaje como medidas correctivas para mejorar el desempeño del sistema se considera la compensación reactiva capacitiva contemplada en el plan de expansión propuesto por TRANSELECTRIC para el 2006. Se repite nuevamente el procedimiento descrito incluyendo en el caso base la compensación reactiva propuesta.

Para los casos analizados se consideró el Plan de Expansión de TRANSELECTRIC para el período 2005 – 2014 [8], el cual contempla para el 2006 la instalación de los siguientes equipos de compensación:



TABLA 1: Compensación Capacitiva Contemplada en el Plan de Expansión de TRANSELECTRIC para el 2006

Compensación Reactiva Capacitiva		
Subestación	Nivel de Voltaje	Capacidad Nominal
Portoviejo	69 kV	12 MVAR
Esmeraldas	69 kV	12 MVAR
Santa Elena	69 kV	12 MVAR
Loja	69 kV	12 MVAR

Adicional a este equipamiento reactivo-capacitivo, en condiciones de demanda máxima y debido a los bajos voltajes que se presentan en la S/E Machala, una práctica operativa consiste en cerrar en vacío la línea de transmisión Machala-Perú para que aporte potencia reactiva al sistema, aproximadamente 12 MVAR.

3. RESULTADOS

3.1. Escenario Hidrológico Lluvioso

La carga total máxima estimada para este período fue de 2 506,8 MW. Este caso se caracteriza porque aproximadamente el 40% de la generación del sistema es proporcionada por la Central Paute y es ésta central la que controla el perfil de voltaje en el anillo troncal de 230 kV. La variación del margen de cargabilidad del sistema en relación con la inclusión del equipamiento capacitivo propuesto es:

TABLA 2: Margen de Cargabilidad para la Compensación Capacitiva Propuesta, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,05709	pu
0	Base			
1	Caso Base + L/T Machala-Zorritos	λ_{max}	0,06231	pu
2	Portoviejo 12 MVAR	λ_{max}	0,08006	pu
3	Portoviejo-Esmeraldas 12 MVAR	λ_{max}	0,08165	pu
4	Portoviejo-Esmeraldas-Santa Elena 12 MVAR	λ_{max}	0,08243	pu
5	Portoviejo-Esmeraldas-Santa Elena-Loja 12 MVAR	λ_{max}	0,08688	pu

Puede observarse que el caso base apenas cumple con el criterio de estabilidad de voltaje definido ($\lambda_{max} > 0,05$ pu). Si se considera un crecimiento de la demanda del orden del 5% anual y no se incorporan nuevas instalaciones de transmisión y generación podrían presentarse problemas de estabilidad de voltaje en el corto plazo.

Para el caso base, cuando no se conecta la L/T Zorritos las barras más débiles del sistema, desde el punto

de vista de voltaje, son: Manta, Portoviejo, Chone y Quevedo. En la zona sur las barras de Machala y Babahoyo, en la zona norte la subestaciones que sirven la carga de Ibarra; y, en la zona de Guayaquil las barras de Santa Elena y Policentro. Este ranking de barras críticas concuerda totalmente con el funcionamiento actual del sistema. En la operación en tiempo real, la conexión en vacío de la L/T Machala – Zorritos, seccionada en la torre de frontera, aporta a la S/E Machala con aproximadamente 12 MVAR, lo que permite a las unidades de la Central Machala Power mantener reservas de potencia reactiva, reflejándose en los elementos del vector propio derecho. La barra de Machala en estas condiciones, deja de ser una barra crítica, lo que se puede apreciar en los factores de participación de potencia reactiva (Figura 2).

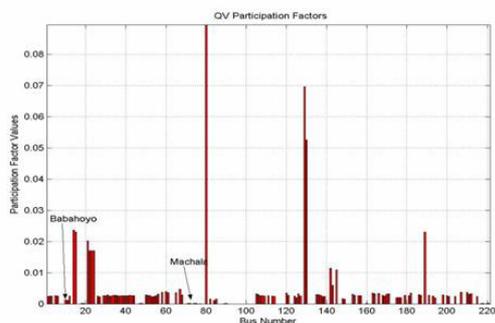


FIGURA 2: SNI - Factores de Participación de Potencia Reactiva (RPF) con L/T Machala-Zorritos, Escenario Lluvioso

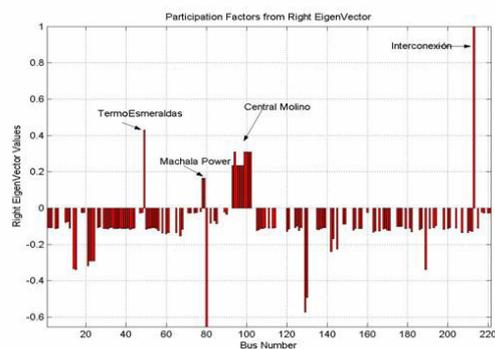


FIGURA 3: SNI – Elementos del Vector Propio Derecho con L/T Machala-Zorritos, Escenario Lluvioso

Luego que todo el equipamiento capacitivo ha sido considerado instalado, las barras críticas del sistema siguen siendo, prácticamente, las mismas que las del caso base, lo que se consigue es aumentar el margen de cargabilidad del sistema.

La compensación capacitiva aumenta el margen de cargabilidad del sistema hasta cierto límite, pero son necesarias medidas más robustas, como la construcción de nuevas líneas de transmisión, para cambiar la configuración de barras críticas.

Una solución planteada es la construcción de la S/E Manta 138/69 kV permitiendo energizar a 138 kV la L/T Portoviejo–Manta cuyo aislamiento esta diseñado para dicho voltaje. Los resultados obtenidos bajo este supuesto son los siguientes:

TABLA 3: Margen de Cargabilidad con Energización de la L/T Portoviejo-Manta a 138 kV, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,05709	ρ_u
0	Base	λ_{max}	0,05709	ρ_u
6	Caso Base + L/T Porto-Manta 138	λ_{max}	0,08728	ρ_u
7	Caso Base + L/T Porto-Manta 138 kV y L/T Machala-Zorritos	λ_{max}	0,09772	ρ_u
8	Caso Compensación + L/T Porto-Manta 138 kV y L/T Machala-Zorritos	λ_{max}	0,10711	ρ_u

Puede verse que el margen de cargabilidad aumenta considerablemente respecto de los casos en los que solamente se considera compensación capacitiva. Manta deja de ser la barra crítica del sistema, pero las zonas de Quevedo, Portoviejo, Chone y Manta siguen dependiendo de la Central Daule Peripa para el control de voltaje.

Debido a que no se realizan cambios topológicos en otras zonas del sistema las barras de la zona de Guayaquil, especialmente Santa Elena, Policentro y Machala en la zona sur, siguen siendo barras débiles.

En la reunión de trabajo sostenida entre funcionarios de EMELMANABÍ, TRANSELECTRIC, CONELEC y CENACE [7] entre otras cosas se acordó:

- TRANSELECTRIC instalará en la S/E Portoviejo hasta finales de septiembre de 2006, un banco de capacitores de 24 MVAR, de los cuales 12 MVAR estaban inicialmente destinados a la S/E Esmeraldas. En el 2007 se instalarán los 12 MVAR en la S/E Esmeraldas inicialmente previstos para el 2006.

Bajo este nuevo escenario, la variación del margen de cargabilidad sería:

TABLA 4: Margen de Cargabilidad para Compensación Capacitiva Prevista para 2006 / 24MVAR Portoviejo, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,05709	ρ_u
0	Base	λ_{max}	0,05709	ρ_u
9	Portoviejo 24 MVAR	λ_{max}	0,09806	ρ_u
10	Portoviejo 24 MVAR - Santa Elena y Loja 12 MVAR	λ_{max}	0,10430	ρ_u

Como puede observarse, la instalación de una mayor cantidad de compensación capacitiva en la barra de Portoviejo, que es la segunda barra crítica del sistema, aumenta aún más el margen de cargabilidad.

3.1.1. Análisis de Contingencias

La variación del margen de cargabilidad para las contingencias descritas en el literal 2 es:

TABLA 5: Margen de Cargabilidad para Contingencias Seleccionadas, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,05709	ρ_u
0	Base	λ_{max}	0,05709	ρ_u
Contingencia de L/T				
11	CKT 1 Molino-Pascuales 230 kV	λ_{max}	0,02743	ρ_u
12	CKT 1 Molino-Milagro 230 kV	λ_{max}	0,02888	ρ_u
13	CKT 1 Pascuales-Milagro 230 kV	λ_{max}	0,05338	ρ_u
14	CKT 1 Milagro-Dos Cerritos 230 kV	λ_{max}	0,050630	ρ_u
15	CKT 1 Pascuales-Quevedo 230 kV	λ_{max}	0,04252	ρ_u
16	CKT 1 Quevedo - Santo Domingo 230 kV	λ_{max}	0,05138	ρ_u
17	CKT 1 Santa Rosa - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,04363	ρ_u
18	CKT 1 Molino - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,02851	ρ_u
19	CKT 1 Molino - Riobamba 230 kV	λ_{max}	0,02542	ρ_u
20	CKT 1 Riobamba - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,04606	ρ_u
21	CKT 1 Santa Rosa - Pomasqui 230 kV	λ_{max}	0,05885	ρ_u
22	CKT 1 Santa Rosa - Santo Domingo 230 kV	λ_{max}	0,05686	ρ_u
23	CKT 1 Cuenca - Molino 138 kV	λ_{max}	0,06285	ρ_u
24	CKT 1 Machala - San Idelfonso 138 kV	λ_{max}	0,06101	ρ_u
25	CKT 1 Policentro - Pascuales 138 kV	λ_{max}	0,05868	ρ_u
26	CKT 1 Quevedo - Daule 138 kV	λ_{max}	0,04959	ρ_u
28	CKT 1 Vicentina - Ibarra 138 kV	λ_{max}	0,05704	ρ_u
29	CKT 1 Esmeraldas - Santo Domingo 138 kV	λ_{max}	0,05269	ρ_u

Para las contingencias que se encuentran resaltadas, el sistema no cumple con el criterio de estabilidad de voltaje definido. Como medidas correctivas se considera a la compensación capacitiva propuesta por TRANSELECTRIC y bajo este escenario se analiza la variación del margen de cargabilidad. Los resultados son los siguientes:

TABLA 6: Margen de Cargabilidad para Contingencias Críticas Considerando Compensación Planificada, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,05709	pu
0	Base			
Contingencia de L/T				
30	CKT 1 Molino-Pascuales 230 kV	λ_{max}	0,05660	pu
31	CKT 1 Molino-Milagro 230 kV	λ_{max}	0,05536	pu
32	CKT 1 Pascuales-Quevedo 230 kV	λ_{max}	0,06646	pu
33	CKT 1 Santa Rosa - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,06456	pu
34	CKT 1 Molino - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,05694	pu
35	CKT 1 Molino - Riobamba 230 kV	λ_{max}	0,05321	pu
36	CKT 1 Riobamba - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,05854	pu
37	CKT 1 Quevedo - Daule 138 kV	λ_{max}	0,07953	pu

Las 10 barras más críticas ante las contingencias de la Tabla anterior son:

TABLA 7(a): Barras Críticas para Contingencias Más Severas

Ranking	Caso de Estudio			
	30	31	32	33
1	Manta_69	Manta_69	Manta_69	Manta_69
2	Porto_69	Porto_69	Porto_69	Porto_69
3	Chone_69	Chone_69	Chone_69	Chone_69
4	Quevedo69	Machala69	Quevedo69	Quevedo69
5	Machala69	Quevedo69	IbarraMóvil	IbarraMóvil
6	StaElena69	Babahoyo69	Ibarra69	Ibarra69
7	Policentro69	StaElena69	Ibar34,5	Ibar34,5
8	Posorja69	Policentro69	Vicentina46	Vicentina46
9	Babahoyo69	Posorja69	StaRosa46	StaRosa46
10	Trinitaria69	Trinitaria69	Pomasqui23	Pomasqui23

TABLA 7(b): Barras Críticas para Contingencias Más Severas

Ranking	Caso de Estudio			
	34	35	36	37
1	Manta_69	Manta_69	Manta_69	Manta_69
2	Porto_69	Porto_69	Porto_69	Porto_69
3	Chone_69	Chone_69	Chone_69	Chone_69
4	Quevedo69	Quevedo69	Quevedo69	Quevedo69
5	IbarraMóvil	IbarraMóvil	IbarraMóvil	StaElena69
6	Ibarra69	Ibarra69	Ibarra69	Policentro69
7	Ibar34,5	Ibar34,5	Ibar34,5	Posorja69
8	Vicentina46	Vicentina46	Vicentina46	Trinitaria69
9	Mulalo69	Mulalo69	Mulalo69	IbarraMovil
10	StaRosa46	StaRosa46	StaRosa46	Salitral69

3.1.2. Acciones Operativas

Analizando cuales son los generadores que podrían subir su generación de potencia reactiva con el fin de mejorar el margen de estabilidad de voltaje mediante los elementos del vector propio derecho, se plantea como medida operativa subir el voltaje en la Central Paute.

Los resultados muestran que si suben 2 kV en la fase C y 1,2 kV en la fase AB, respecto del caso base el margen de cargabilidad aumenta:

TABLA 8: Margen de Cargabilidad Respecto a Acciones Operativas, Escenario Lluvioso

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,05709	pu
0	Base			
38	Caso Base + subir voltaje en S/E Molino	λ_{max}	0,06795	pu

Se plantea como una alternativa, flexibilizar las bandas de variación de voltaje a nivel de 230 y 138 kV del SNI que, actualmente, están fijadas en $\pm 5\%$ del valor nominal. Las curvas PV presentadas en la Figura 4, muestran que para cada barra, el punto de colapso se presenta a diferentes voltajes y solo para ciertas barras, éste voltaje se encuentra bajo el 0,97 pu.

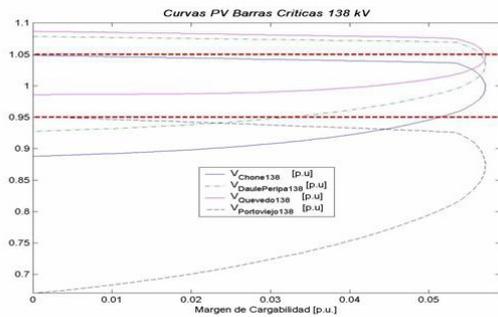


FIGURA 4: SNI – Curvas PV en Barras Críticas de 138 kV

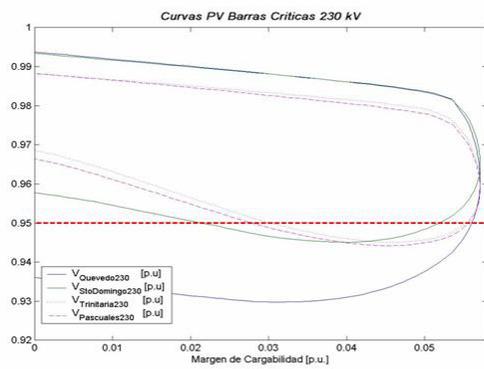


FIGURA 5: SNI – Curvas PV en Barras Críticas de 230 kV

En las curvas PV de la Figura 5, el punto de colapso es aproximadamente el mismo para todas las barras del sistema, de allí que no puede definirse basándose únicamente en consideraciones de magnitud de voltaje un margen de estabilidad del sistema. Por otra parte, cuando se adiciona compensación capacitiva, en las barras compensadas el punto de colapso se presenta con voltajes que están dentro de los límites de operación considerados normales, por lo que voltajes cercanos a valores nominales tampoco son buenos indicadores de la estabilidad de voltaje. Por lo tanto, no se pueden establecer bandas de variación de voltaje basándose en consideraciones de estabilidad de voltaje.

3.2. Escenario Hidrológico Seco

La carga máxima estimada para este período fue de 2 522,9 MW. Este caso se caracteriza porque la producción de la Central Paute constituye aproximadamente el 25% de la generación total del sistema. La mayor parte de la generación (34%), especialmente térmica, se concentra en el área de Guayaquil, evitando problemas de voltaje en esta

zona a diferencia de lo que ocurre en un escenario hidrológico lluvioso.

En la Tabla 10 se presenta la variación del margen de estabilidad de voltaje del sistema considerando la inclusión del equipamiento propuesto:

TABLA 9: Margen de Cargabilidad para Compensación Capacitiva Propuesta, Escenario Seco

No.	Caso de Estudio	Margen de Cargabilidad		
0	Base	λ_{max}	0,07288	pu
1	Caso Base + L/T Zorritos	λ_{max}	0,07469	pu
2	Portoviejo 12 MVAR	λ_{max}	0,09167	pu
3	Portoviejo-Esmeraldas 12 MVAR	λ_{max}	0,09955	pu
4	Portoviejo-Esmeraldas-Santa Elena 12 MVAR	λ_{max}	0,10317	pu
5	Portoviejo-Esmeraldas-Santa Elena-Loja 12 MVAR	λ_{max}	0,10269	pu

Puede observarse que el caso base cumple con el criterio de estabilidad de voltaje definido ($\lambda_{max} > 0,05$ pu). Sin embargo, si al igual que para el caso lluvioso se considera un crecimiento de la demanda del 5% anual, sin nuevas instalaciones, podrían presentarse problemas de estabilidad de voltaje en el corto plazo.

Las barras más débiles del sistema son Manta, Portoviejo, Quevedo y Chone, seguidas por las barras de la zona norte, especialmente Ibarra. El aporte de potencia reactiva de la L/T Machala-Zorritos es importante para mejorar tanto el perfil de voltaje de la zona de Machala, así como para aumentar el margen de cargabilidad.

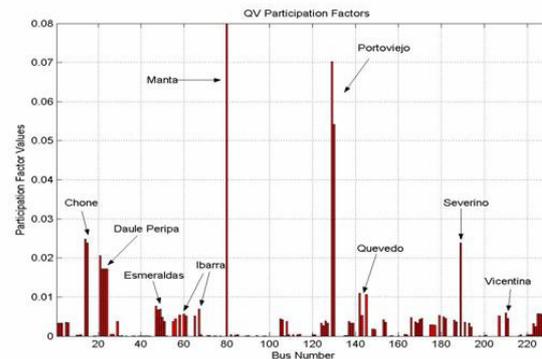


FIGURA 6: SNI - Factores de Participación de Potencia Reactiva (RPF) con L/T Machala-Zorritos, Escenario Seco

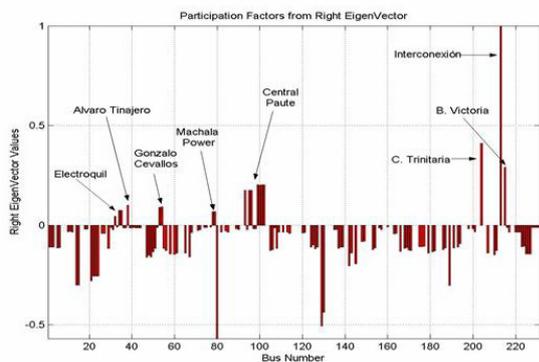


FIGURA 7: SNI – Elementos del Vector Propio Derecho con L/T Machala-Zorritos, Escenario Seco

Como se puede apreciar, existen mayores reservas de potencia reactiva que en el escenario lluvioso, lo que hace al sistema más estable desde el punto de vista de voltaje. Conocer cuáles generadores no han agotado su reserva de potencia reactiva es una información valiosa para la operación del sistema, especialmente en caso de contingencias.

Al considerar el funcionamiento de la L/T Portoviejo-Manta a 138 kV, los resultados son los siguientes:

TABLA 10: Margen de Cargabilidad con Compensación Capacitiva Prevista para el 2006, Escenario Seco

No.	Caso de Estudio	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,07288	pu
0	Base	λ_{max}	0,07288	pu
6	Caso Base + L/T Porto-Manta 138	λ_{max}	0,10356	pu
7	Caso Base + L/T Porto-Manta 138 kV y Zorritos	λ_{max}	0,10668	pu
8	Caso Compensación + L/T Porto-Manta 138 kV y Zorritos	λ_{max}	0,12147	pu

Los resultados al considerar el escenario propuesto en la reunión de trabajo sostenida entre funcionarios de EMELMANABÍ, TRANSELECTRIC, CONELEC y CENACE [7] son:

TABLA 11: Margen de Cargabilidad con Compensación Capacitiva Prevista para el 2006 24 MVAR en Portoviejo, Escenario Seco

No.	Caso de Estudio	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,07288	pu
0	Base	λ_{max}	0,07288	pu
9	Portoviejo 24 MVAR	λ_{max}	0,10668	pu
10	Portoviejo 24 MVAR y SElena y Loja 12 MVAR	λ_{max}	0,10956	pu

3.2.1. Análisis de Contingencias

La variación del margen de cargabilidad para las contingencias descritas en el numeral 4 es:

TABLA 12: Margen de Cargabilidad para Contingencias Seleccionadas, Escenario Seco

No.	Caso de Estudio	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,07288	pu
0	Base	λ_{max}	0,07288	pu
Contingencia de L/T				
11	CKT 1 Molino-Pascuales 230 kV	λ_{max}	0,06245	pu
12	CKT 1 Molino-Milagro 230 kV	λ_{max}	0,06337	pu
13	CKT 1 Pascuales-Milagro 230 kV	λ_{max}	0,07033	pu
14	CKT 1 Milagro-Dos Cerritos 230 kV	λ_{max}	0,07000	pu
15	CKT 1 Pascuales-Quevedo 230 kV	λ_{max}	0,03880	pu
16	CKT 1 Quevedo - Santo Domingo 230 kV	λ_{max}	0,06069	pu
17	CKT 1 Santa Rosa - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,04867	pu
18	CKT 1 Molino - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,03539	pu
19	CKT 1 Molino - Riobamba 230 kV	λ_{max}	0,04304	pu
20	CKT 1 Riobamba - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,05451	pu
21	CKT 1 Santa Rosa - Pomasqui 230 kV	λ_{max}	0,06856	pu
22	CKT 1 Santa Rosa - Santo Domingo 230 kV	λ_{max}	0,06592	pu
23	CKT 1 Cuenca - Molino 138 kV	λ_{max}	0,07923	pu
24	CKT 1 Machala - San Idelfonso 138 kV	λ_{max}	0,07142	pu
25	CKT 1 Policentro - Pascuales 138 kV	λ_{max}	0,07164	pu
26	CKT 1 Quevedo - Daule 138 kV	λ_{max}	0,05466	pu
28	CKT 1 Vicentina - Ibarra 138 kV	λ_{max}	0,06619	pu
29	CKT 1 Esmeraldas - Santo Domingo 138 kV	λ_{max}	0,05898	pu

De todas las contingencias, las que se encuentran resaltadas no cumplen con el criterio de estabilidad de voltaje definido. Como medidas correctivas se considera nuevamente compensación capacitiva propuesta por TRANSELECTRIC y bajo este escenario se analiza la variación del margen de cargabilidad. Los resultados son los siguientes:

TABLA 13: Margen de Cargabilidad para Contingencias Críticas con Compensación Capacitiva Propuesta, Escenario Seco

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,07288	pu
0	Base			
Contingencia de L/T				
30	CKT 1 Pascuales-Quevedo 230 kV	λ_{max}	0,0573	pu
31	CKT 1 Santa Rosa - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,0743	pu
32	CKT 1 Molino - Totoras 230 kV	λ_{max}	0,0598	pu
33	CKT 1 Molino - Riobamba 230 kV	λ_{max}	0,0576	pu

Con la instalación de la compensación capacitiva propuesta se logra cumplir con el margen de estabilidad definido. Las 10 barras más críticas ante las contingencias de la Tabla anterior son:

TABLA 14: Barras Críticas en Contingencias Más Severas

Ranking	Caso de Estudio			
	30	31	32	33
1	Manta69	Manta69	Manta69	Manta69
2	Portoviejo 69	Portoviejo 69	Portoviejo 69	Portoviejo 69
3	Chone69	Chone69	Chone69	Chone69
4	Quevedo69	IbarraMóvil	IbarraMóvil	IbarraMóvil
5	Esmeraldas 69	Quevedo69	Esmeraldas 69	Esmeraldas 69
6	IbarraMóvil	Esmeraldas 69	Vicentina 46	Quevedo69
7	StoDomingo 69	Vicentina 46	Ibarra69	Vicentina 46
8	Vicentina46	Ibarra69	Ibarra34,5	Ibarra69
9	Ibarra69	Ibarra34,5	Quevedo69	Ibarra34,5
10	Ibarra34,5	EEspej23	Mulalo69	Mulalo69

3.2.2. Acciones Operativas

Una cuestión importante ha sido investigar el impacto de operar con voltajes en el límite inferior de la banda de operación normal (-3%) en puntos de entrega del sistema, medida que actualmente está en vigencia con el fin de disminuir la demanda del sistema.

TABLA 15: Margen de Cargabilidad para Acciones Operativas, Escenario Seco

No.	Caso	Margen de Cargabilidad		
		λ_{max}	0,07288	pu
0	Base			
34	Caso bajos voltajes en puntos de entrega - excepto capacitores	λ_{max}	0,07076	pu
35	Caso bajos voltajes en todos los puntos de entrega	λ_{max}	0,06892	pu

El operar al sistema con bajos voltajes reduce el margen de cargabilidad acercando al sistema al punto de colapso. Operar al sistema dentro de los límites de voltajes permitidos (>0,97 pu en barras de 69kV) no ocasiona una disminución significativa del factor de cargabilidad, siempre y cuando se mantengan voltajes adecuados (>1,0 pu) en las barras que tiene compensación capacitiva de manera de aprovechar al máximo este recurso reactivo.

El operar con bajos voltajes en barras que cuentan con compensación reduce aún más el factor de cargabilidad.

4. CONCLUSIONES

- La metodología propuesta junto con las técnicas de flujos de continuación y análisis modal son una buena alternativa para la evaluación de la estabilidad de voltaje del SNI y los resultados obtenidos concuerdan notablemente con el comportamiento real del sistema.
- Actualmente, el sistema eléctrico ecuatoriano, en condiciones de operación normal, cumple con el margen de estabilidad de voltaje definido, y dado el actual crecimiento de la demanda resulta necesaria la instalación del equipamiento capacitivo propuesto en el plan de expansión de TRANSELECTRIC para evitar problemas de estabilidad de voltaje a corto plazo.
- El comportamiento del SNI ante ciertas contingencias estudiadas, no cumple con el margen de estabilidad establecido. Si se considera como medidas correctivas la instalación del equipamiento propuesto en el plan de expansión de TRANSELECTRIC apenas se cumple con el criterio establecido. Bajo las actuales condiciones de crecimiento de la demanda, en el corto plazo y ante la ocurrencia de las contingencias estudiadas se tiene una alta probabilidad de que se presenten problemas de estabilidad de voltaje.

- El uso de capacitores shunt son medidas correctivas de corto plazo, que a pesar de aumentar el margen de cargabilidad del sistema no son una solución definitiva al problema de estabilidad de voltaje. Un ejemplo son las barras de Ibarra 69 y 34,5 kV que a pesar de tener compensación capacitiva siguen presentando problemas de voltaje. Se necesita de medidas robustas como son la construcción de nuevas líneas de transmisión con el fin de evitar estos problemas tal como se comprueba con la energización a 138 kV de la L/T Portoviejo – Manta, actualmente operando a 69 kV.
- Tratar de conocer la estabilidad de voltaje del sistema en base a la magnitud del voltaje en una o más barras del mismo no es adecuado. Por lo tanto, establecer o flexibilizar bandas de variación de voltaje no debe estar basado en criterios de estabilidad de voltaje sino en otras consideraciones como puede ser la calidad de servicio eléctrico.
- El análisis modal aplicado a estudios de estabilidad de voltaje, proporciona importante información acerca de las barras críticas del sistema permitiendo tener una visión más completa del fenómeno y de las posibles medidas de prevención.
- Se recomienda operar el SNI con niveles de voltaje iguales o superiores al valor nominal. En particular, los capacitores shunt llegan a ser más efectivos en su entrega de potencia reactiva a voltajes altos.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] PRABHA, K.; Power System Stability and Control; EPRI, USA, 1994.
- [2] VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, C.; Voltage Stability of Electric Power Systems; Kluwer Academic Publishers, USA, 1998.
- [3] CAÑIZARES, C.; ALVARADO, F.; Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Power Systems; IEEE Transactions on Power systems, Vol. 8, February 1993.
- [4] DOBSON, I.; Observation on the Geometry of Saddle Node Bifurcation and Voltage Collapse in Electrical Power Systems; IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. 39, March 1992.
- [5] KUNDUR, P.; GAO, B.; MORRISON, K.; Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, November 1992.
- [6] CAÑIZARES, C.; On Bifurcations, Voltage Collapse and Load Modeling; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, February 1995.
- [7] Acta de Reunión de Trabajo; Situación Eléctrica del Sistema de EMELMANABÍ S.A.; CENACE, TRANSELECTRIC, EMELMANABÍ, Quito, Julio 2006.
- [8] TRANSELECTRIC; Plan de Expansión de la Red de Transmisión para el Período 2005 – 2014; Quito, Ecuador.
- [9] CAÑIZARES, C.; ALVARADO, F.; ZHANG, S.; UWPFLOW: Continuation and Direct Methods to Locate Fold Bifurcation in AC/DC/FACTS Power Systems; University of Waterloo, April 2006, <http://thunderbox.uwaterloo.ca/>.
- [10] DA SILVA, L.; XU, W.; Assessment of Generator Impact on System Power Transfer Capability Using Participation Factors; IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 149, September 2002.



Hugo Arcos Martínez.- Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan - Argentina en el 2003.

Actualmente se encuentra trabajando en la Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE (Área de Planeamiento Eléctrico) y es parte del Staff de Docentes del Postgrado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito.



Nelson Granda Gutiérrez.- Nació en Septiembre de 1981 en Loja – Ecuador. Cursó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico en Agosto del 2006.

Actualmente, se encuentra laborando en la Dirección de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE. Su campo de acción la Operación en Tiempo Real del Sistema Nacional Interconectado.