

Monitoreo de la Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión en Tiempo Real a partir de Mediciones Sincrofasoriales

Cepeda J.*; Verdugo P.*; Argüello G.*

*Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

Quito, Ecuador (Tel: 593-2-2992001)

e-mail: {jcepeda; pverdugo; garguello}@cenace.org.ec

Resumen: La determinación de las curvas Potencia-Voltaje (P-V) y de la capacidad de transferencia disponible son las herramientas más utilizadas para analizar la estabilidad de voltaje en los sistemas de potencia. Con el desarrollo de la tecnología de medición sincrofasorial, nuevas herramientas de monitoreo de estabilidad de voltaje en tiempo real han sido desarrolladas. Una de las herramientas más promisorias es la técnica del Equivalente Thévenin, la cual permite calcular la proximidad entre el estado operativo actual y el colapso de voltaje a través de la determinación de la curva P-V en tiempo real. Este método está siendo empleado principalmente para monitorear la estabilidad de corredores de transmisión puesto que permite determinar la robustez relativa del sistema de transmisión respecto de las barras de carga. Uno de los principales desafíos del monitoreo en tiempo real es determinar adecuadas señales de alerta temprana. En este sentido, este artículo propone una metodología para determinar los límites de transferencia de potencia por voltaje de los corredores monitoreados. Estos límites servirán como base referencial para evaluar la estabilidad de voltaje en tiempo real y se constituyen en los indicadores de la alerta temprana.

Palabras clave: Estabilidad de Voltaje, PMU, Equivalente Thévenin, Límite de Transferencia.

Abstract: Computation of Power-Voltage (P-V) curves and the corresponding available transfer capability are the most commonly used tools to analyze the power system voltage stability. The emerging synchronized phasor measurement technology has allowed the development of novel methodologies to monitor the power system voltage stability in real time. One of the most promissory techniques is the so-called Thevenin Equivalent method, which allows computing the proximity of the actual operational state to the voltage collapse via the determination of the P-V curve in real time. This tool is being mainly used for monitoring the voltage stability of transmission corridors since it permits determining the power system relative strength in regards to the load buses. One of the main challenges of real-time monitoring is to determine adequate early-warning indicators. In this connection, this paper proposes a methodology for determining the voltage profile power transfer limits of the monitored transmission corridors. These transfer limits are the referential framework for assessing the voltage stability in real time, and constitute the early-warning indicators.

Keywords: Voltage Stability, PMU, Thevenin Equivalent, Power Transfer Limit.

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) han sido operados cada vez más cerca de sus límites físicos debido, por ejemplo, a la inclusión de principios de desregularización en el mercado eléctrico, la interconexión con sistemas regionales, la diversificación de las fuentes primarias de energía e incluso nuevas restricciones de tipo ambiental. Bajo estas condiciones, ciertas perturbaciones imprevistas podrían causar la violación de los límites de seguridad del SEP, poniéndolo en riesgo de un eventual colapso total o parcial [1], [2]. En este sentido, la supervisión de la seguridad estática y dinámica del SEP en tiempo real presenta un rol fundamental dentro de las aplicaciones empleadas en los Centros de Control. Este monitoreo en tiempo real tiene como objetivo brindar una alerta temprana (early-warning) al operador del sistema con el objetivo de

llevar a cabo acciones adecuadas de control que mitiguen los posibles estados de estrés del sistema. En este contexto, además de las funcionalidades de los sistemas SCADA/EMS, se requieren innovaciones tecnológicas complementarias a fin de evaluar y mejorar la seguridad del sistema en tiempo real. Una de estas tecnologías son los denominados sistemas de medición sincrofasorial (PMU/WAMS).

Las unidades de medición fasorial (PMUs) son dispositivos de medición que permiten estimar sincrofasores de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje AC. La alta precisión, velocidad de respuesta y sincronización de tiempo hacen de las PMUs equipos apropiados para el monitoreo global en estado estable y dinámico, así como para aplicaciones en protección y control, como parte básica de un sistema de monitorio de área extendida (WAMS – Wide Area Measurement System) [3].

Monitorear la estabilidad de voltaje en tiempo real constituye uno de los objetivos de las aplicaciones WAMS. Varias propuestas han sido analizadas con este propósito, las cuales incluyen el uso de sistemas de inteligencia artificial, tales como redes neuronales artificiales [4] o redes neuronales adaptables basadas en sistemas de inferencia neuro difusa [5], para estimar el margen de cargabilidad del sistema. Otras propuestas permiten estimar la proximidad del estado operativo actual al colapso de voltaje a través de la determinación de la curva Potencia-Voltaje (P-V) en tiempo real. En [6] se describe un método de procesamiento de datos para estimar la proximidad al colapso de voltaje que considera al sistema como una barra de carga conectada a un Equivalente Thévenin. Esta técnica se basa en que mientras más cercana está la demanda local a la capacidad de transmisión, la posibilidad de un colapso de voltaje se incrementa considerablemente. Modificaciones al método del Equivalente Thévenin han sido analizadas con el objetivo de robustecer el algoritmo [7], [8], [9], aplicarlo al análisis de estabilidad de voltaje de corredores de transmisión [10], [11] o utilizarlo para evaluar estabilidad dinámica de voltaje [12]. La adaptación del método para monitorear la estabilidad de voltaje de corredores de transmisión está siendo ya empleada en aplicaciones comerciales, tales como el software WAProtector™ adquirido por CENACE para estructurar su sistema WAMS.

Este artículo presenta, en primer lugar, una introducción a la tecnología de medición sincrofásorial, así como una reseña del sistema WAMS del CENACE. Posteriormente, se describe la base conceptual del método del Equivalente Thévenin adaptado para el monitoreo de la estabilidad de voltaje de corredores de transmisión a partir de mediciones sincrofásoriales y que es la base matemática de la aplicación disponible en WAProtector. Seguidamente, se presenta la propuesta metodológica para determinar los límites de transferencia de potencia por los corredores monitoreados por CENACE mediante la aplicación WAProtector, la cual se constituye en la principal contribución del documento. Estos límites servirán como base referencial para evaluar la estabilidad de voltaje en tiempo real pues brindan las señales de alerta temprana. Finalmente, un análisis de los límites obtenidos, así como las conclusiones que se desprenden del artículo son adecuadamente presentados.

2. TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN SINCROFASORIAL

Un fasor constituye la representación analítica de ondas sinusoidales en estado estacionario a frecuencia fundamental más comúnmente aplicada. Los fasores se utilizan como la herramienta matemática básica del análisis de circuitos de corriente alterna [13].

Una ecuación sinusoidal pura:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \tag{1}$$

donde ω es la frecuencia de la señal en radianes por segundo, ϕ es el ángulo de fase en radianes y X_m es la amplitud pico de la señal.

Puede ser representada por un número complejo \bar{X} que gira a la velocidad angular ω , conocido como su representación fasorial o simplemente fasor, como se muestra en la ecuación (2) [14]:

$$x(t) \Leftrightarrow \bar{X} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{j\phi} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) (\cos \phi + j \sin \phi) \tag{2}$$

donde $X_m/\sqrt{2}$ es el valor RMS (root mean square) de la señal.

La Fig. 1 ilustra la representación fasorial de una ecuación sinusoidal pura dada por (1).

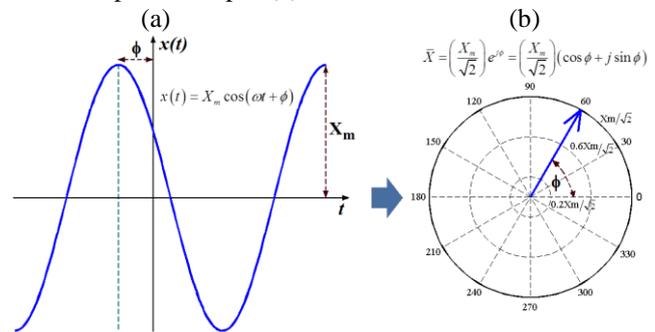


Figura 1. Representación fasorial de sinusoides: (a) función sinusoidal, (b) representación fasorial

Un sincrofasor o fasor sincronizado se define en [15] como “un fasor calculado a partir de datos muestreados usando una señal de tiempo estándar como la referencia para la medición”. La referencia angular es una onda coseno de frecuencia nominal, sincronizada con el tiempo UTC (Coordinated Universal Time) a través de GPS [15].

Las unidades de medición sincrofásorial (PMUs) son dispositivos que permiten estimar sincrofasores de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje AC, en diferentes nodos de un SEP [15]. Para calcular un sincrofasor la PMU utiliza un algoritmo de estimación fasorial. Estos algoritmos utilizan un número N de muestras en el tiempo para efectuar la estimación del fasor. El algoritmo más comúnmente utilizado es la transformada discreta de Fourier [16]. La alta precisión, velocidad de respuesta y sincronización de tiempo hacen de las PMUs equipos apropiados tanto para el monitoreo global en estado estable y dinámico, así como para aplicaciones de protección y control de área extendida en tiempo real [17].

Las PMUs forman parte indispensable de los sistemas WAMS, los cuales permiten disponer de mediciones distribuidas en el SEP. Para esto, además de PMUs, se requieren algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales, sistemas de comunicación especializados y una infraestructura capaz de proporcionar información dinámica del sistema en tiempo real. Esta tecnología incluye

aplicaciones de supervisión y control de la operación del SEP en tiempo real. Los sistemas WAMS están constituidos principalmente por PMUs, concentradores de datos (PDC) y sistemas de comunicación [18].

La utilización de las PMUs permite obtener medidas directas de los fasores de voltaje y corriente a través de la red completa, eliminando, de forma ideal (puesto que el objetivo colateral que brinda respecto del manejo de errores de medición y redundancia se mantiene), la necesidad esencial de los estimadores de estado. Las PMUs entregan información en intervalos de milisegundos, por lo que permiten el monitoreo del comportamiento dinámico del sistema de potencia y de potenciales colapsos. Pueden ser usadas para detectar posibles separaciones del sistema, analizar oscilaciones en tiempo real, e incluso desarrollar sistemas de control de lazo cerrado para mejorar la estabilidad del sistema prescindiendo de modelos para el sistema externo (principal problema con los EMS) [19].

3. WAMS EN ECUADOR

La Corporación CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), como ente encargado de la administración técnica y comercial del Sector Eléctrico Ecuatoriano, ha emprendido, desde el año 2010, un proyecto para estructurar un sistema WAMS que facilite el monitoreo y supervisión en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado (SNI) a partir de mediciones sincrofásoriales.

Actualmente, CENACE ha concluido la primera fase del proyecto, consistente en la instalación de 18 dispositivos PMUs que será complementada con la instalación de 4 PMUs adicionales. El objetivo es aumentar la granularidad de la observabilidad del sistema eléctrico mediante el monitoreo de aquellas zonas que tienen una alta relevancia operativa. Esto, con el propósito de realizar una evaluación precisa y fiable del rendimiento del sistema, especialmente en términos de su respuesta dinámica.

En la Fig. 2 se muestra el diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado y la respectiva ubicación física de las 18 PMUs.

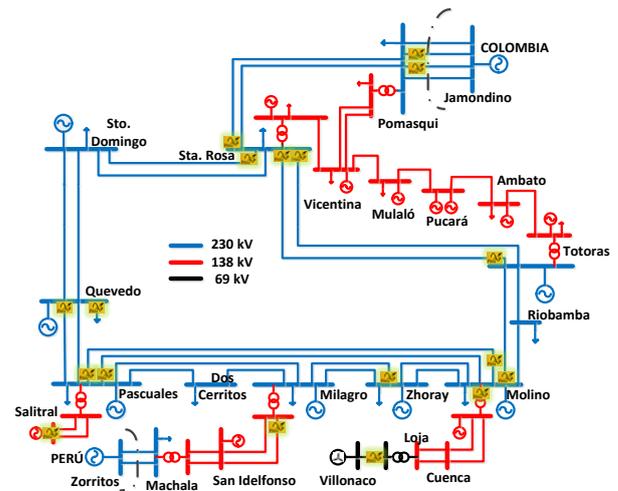


Figura 2. Diagrama unifilar del SNI con la ubicación física de las PMUs

Los principales objetivos que se persiguen con el proyecto WAMS son los siguientes:

- Otorgar a la supervisión en tiempo real del SNI, las herramientas que le permitan realizar una acción preventiva y con mayor oportunidad, ante riesgos de inestabilidad del sistema de potencia (alerta temprana).
- Disponer de información y herramientas más precisas para realizar los análisis eléctricos de estabilidad del sistema y determinar la presencia de modos no amortiguados de oscilación.
- Disponer de información adecuada para realizar evaluación post - operativa del comportamiento eléctrico del sistema luego de un evento e identificar las oportunidades de mejora en los procesos de restablecimiento.
- Ajustar y sintonizar los estabilizadores del sistema de potencia (PSS) y validar los modelos de los sistemas de control asociados a los generadores.

Para llevar a cabo las aplicaciones de análisis del sistema de potencia en tiempo real utilizando las mediciones sincrofásoriales, CENACE adquirió el software WAProtector™ desarrollado por la empresa ELPROS de Eslovenia.

WAProtector adquiere los datos fasoriales de los PMUs a través de la red de comunicaciones intranet estándar. En el servidor del software WAProtector, se realiza el análisis de datos en tiempo real y la evaluación de la seguridad del sistema eléctrico.

En el mismo servidor se encuentran instalados tanto el PDC como las aplicaciones. El servidor PDC se conecta directamente con los PMUs instalados en las Subestaciones del S.N.I. utilizando el protocolo IEEE C37.118 [15]. El muestreo en la transmisión de información de los PMUs es 60 muestras por segundo. Además, este software tiene la funcionalidad para desarrollar nuevas aplicaciones y mejorar el monitoreo de la estabilidad del sistema eléctrico.

Las aplicaciones disponibles en WAProtector son:

- Estabilidad estática de ángulo (diferencia angular)
- Estabilidad de Voltaje de corredores de transmisión
- Estabilidad Oscilatoria
- Detección de Islas
- Información de Armónicos del Sistema
- Análisis de Información Histórica
- Eventos del Sistema

4. ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE CORREDORES DE TRANSMISIÓN

La estabilidad de voltaje se refiere a la habilidad de un sistema de potencia para mantener voltajes aceptables en todas las barras del sistema, luego de que éste es sometido a una perturbación a partir de una condición inicial de operación dada [20]. La inestabilidad de voltaje está relacionada con la falta de recursos de potencia reactiva en la red.

La determinación del margen de cargabilidad, dado por la capacidad de transferencia disponible, y las curvas Potencia-Voltaje (P-V) son las herramientas más utilizadas para analizar la estabilidad de voltaje en los sistemas de potencia.

El método del equivalente Thévenin permite estimar, en tiempo real, la curva P-V de corredores de transmisión en cuyas barras de envío (B_1) y de recepción (B_2) se encuentran instaladas PMUs. La Fig. 3 ilustra un corredor de transmisión monitoreado por PMUs.

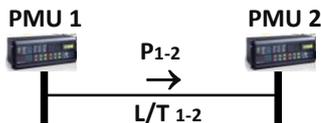


Figura 3. Corredor de transmisión monitoreado a través de PMUs

A través del modelo “T” de una línea de transmisión, el corredor esquematizado en la Fig. 3 puede ser representado por el circuito equivalente mostrado en la Fig. 4. En este modelo, el subsistema conectado a la barra de envío (B_1) ha sido reemplazado por un generador equivalente en tanto que el subsistema que se conecta a la barra de recepción (B_2) se reemplaza por una carga equivalente. En este circuito, \bar{V}_1 y \bar{I}_1 son los fasores de voltaje y corriente medidos por la PMU₁, en tanto que \bar{V}_2 y \bar{I}_2 son los fasores de voltaje y corriente medidos por la PMU₂ [10].

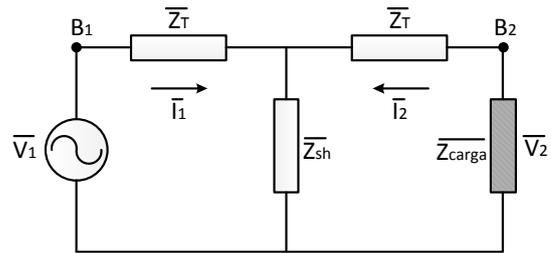


Figura 4. Equivalente “T” del corredor de transmisión

El Teorema de Thévenin, establece que un circuito eléctrico lineal (como el presentado en la Fig. 4), puede ser sustituido por un circuito equivalente, constituido únicamente por un generador de voltaje (\bar{V}_{th}) en serie con una impedancia (\bar{Z}_{th}) [21]. Bajo esta consideración, el circuito presentado en la Fig. 4 puede ser reemplazado por su equivalente Thévenin, mostrado en la Fig. 5.

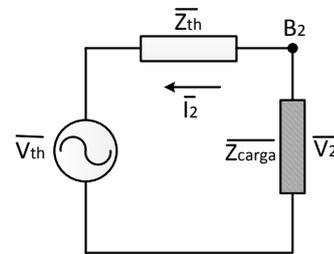


Figura 5. Equivalente Thévenin del corredor de transmisión

Basado en teoría de circuitos, el equivalente Thévenin es determinado por (3) y (4):

$$\bar{Z}_{th} = \frac{\bar{Z}_T + \bar{Z}_{sh}}{\bar{Z}_T \cdot \bar{Z}_{sh}} + \bar{Z}_T \quad (3)$$

$$\bar{V}_{th} = \frac{\bar{Z}_{sh}}{\bar{Z}_{sh} + \bar{Z}_T} \bar{V}_1 \quad (4)$$

Asimismo, basado en leyes de Kirchhoff [21], es posible determinar las relaciones entre los fasores de corriente y voltaje y las impedancias del equivalente “T” del corredor mediante (5) y (6).

$$\bar{V}_1 - \bar{I}_1 \bar{Z}_T - (\bar{I}_1 + \bar{I}_2) \cdot \bar{Z}_{sh} = 0 \quad (5)$$

$$\bar{V}_2 - \bar{I}_2 \bar{Z}_T - (\bar{I}_1 + \bar{I}_2) \cdot \bar{Z}_{sh} = 0 \quad (6)$$

Las impedancias del equivalente “T” se determinan usando los fasores de corriente y voltaje medidos en las PMUs 1 y 2, a partir de (5) y (6). De esta forma, (3) y (4) pueden ser fácilmente determinadas a partir de los fasores medidos por PMUs en tiempo real

$$\bar{Z}_T = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{\bar{I}_1 - \bar{I}_2} \quad (7)$$

$$\bar{Z}_{sh} = \frac{\bar{I}_1 \bar{V}_2 - \bar{I}_2 \bar{V}_1}{\bar{I}_1 \bar{I}_1 - \bar{I}_2 \bar{I}_2} \quad (8)$$

Una vez determinados los parámetros del equivalente Thévenin, éstos pueden ser utilizados para determinar la curva P-V del corredor de transmisión, a partir de las

relaciones de transferencia de potencia por el corredor, como se deduce a continuación.

La potencia aparente de carga ($\bar{S}_c = P_c + jQ_c$) se determina a través de (9).

$$\bar{S}_c = \bar{V}_2 \cdot (-\bar{I}_2)^* = \bar{V}_2 \cdot \left(\frac{\bar{V}_{th} - \bar{V}_2}{\bar{Z}_{th}} \right)^* = \bar{V}_2 \cdot \left(\frac{\bar{V}_{th} - \bar{V}_2}{R_{th} + jX_{th}} \right)^* \quad (9)$$

donde R_{th} y X_{th} representan la resistencia y reactancia Thévenin (partes real e imaginaria de \bar{Z}_{th}), respectivamente.

A partir de (9) es posible determinar las relaciones de potencias activa (P_c) y reactiva (Q_c) de la carga equivalente de la barra B_2 , como se muestra en (10) y (11).

$$P_c = \frac{V_{th}V_2R_{th} \cos \delta - V_{th}V_2X_{th} \sin \delta - V_2^2R_{th}}{R_{th}^2 + X_{th}^2} \quad (10)$$

$$Q_c = \frac{V_{th}V_2X_{th} \cos \delta + V_{th}V_2R_{th} \sin \delta - V_2^2X_{th}}{R_{th}^2 + X_{th}^2} \quad (11)$$

donde δ representa la diferencia angular entre los fasores de voltaje \bar{V}_1 y \bar{V}_2 ($\delta = \theta_{v1} - \theta_{v2}$).

A partir de (10) y (11) es posible determinar una expresión que relacione la magnitud de voltaje V_2 en función de la potencia transferida de la barra B_1 a la barra B_2 (potencia de la carga equivalente), como se demuestra a continuación:

De (10) y (11) se pueden obtener (12) y (13).

$$P_c X_{th} = \frac{V_{th}V_2R_{th}X_{th} \cos \delta - V_{th}V_2X_{th}^2 \sin \delta - V_2^2R_{th}X_{th}}{R_{th}^2 + X_{th}^2} \quad (12)$$

$$Q_c R_{th} = \frac{V_{th}V_2R_{th}X_{th} \cos \delta + V_{th}V_2R_{th}^2 \sin \delta - V_2^2R_{th}X_{th}}{R_{th}^2 + X_{th}^2} \quad (13)$$

(12) - (13):

$$P_c X_{th} - Q_c R_{th} = -V_{th}V_2 \sin \delta = \pm V_{th}V_2 \sqrt{1 - \cos^2 \delta} \quad (14)$$

A partir de (14) se puede fácilmente determinar que:

$$\sin \delta = \frac{Q_c R_{th} - P_c X_{th}}{V_{th}V_2} \quad (15)$$

$$\cos \delta = \pm \frac{\sqrt{V_{th}^2 \cdot V_2^2 - (P_c X_{th} - Q_c R_{th})^2}}{V_{th}V_2} \quad (16)$$

De (10) y (11) se pueden obtener (17) y (18).

$$P_c R_{th} = \frac{V_{th}V_2R_{th}^2 \cos \delta - V_{th}V_2R_{th}X_{th} \sin \delta - V_2^2R_{th}^2}{R_{th}^2 + X_{th}^2} \quad (17)$$

$$Q_c X_{th} = \frac{V_{th}V_2X_{th}^2 \cos \delta + V_{th}V_2R_{th}X_{th} \sin \delta - V_2^2X_{th}^2}{R_{th}^2 + X_{th}^2} \quad (18)$$

(17) + (18):

$$P_c R_{th} + Q_c X_{th} = V_{th}V_2 \cos \delta - V_2^2 \quad (19)$$

Reemplazando (16) en (19) es posible determinar la ecuación de cuarto orden que se muestra en (20).

$$V_2^4 + \{2(P_c R_{th} + Q_c X_{th}) - V_{th}^2\} V_2^2 + \dots \dots + (P_c R_{th} + Q_c X_{th})^2 + (P_c X_{th} - Q_c R_{th}) = 0 \quad (20)$$

Resolviendo (20), se obtiene una relación de V_2 en función de V_{th} , R_{th} , X_{th} (equivalente Thévenin), P_c y Q_c , como se muestra en (21).

$$V_2 = \sqrt{\frac{V_{th}^2}{2} - (Q_c X_{th} + P_c R_{th})} \pm \sqrt{\frac{V_{th}^4}{2} - V_{th}^2(Q_c X_{th} + P_c R_{th}) - (P_c X_{th} + Q_c R_{th})^2} \quad (21)$$

La ecuación (21) representa la expresión matemática de la curva P-V del corredor de transmisión determinada en base al método del Equivalente Thévenin. Esta curva puede ser fácilmente determinada en tiempo real utilizando las mediciones de los fasores de corriente y voltaje de PMUs instaladas en cada uno de los extremos del corredor monitoreado y las relaciones matemáticas presentadas en esta sección.

A manera ilustrativa, la Fig. 6 presenta curvas P-V, para diferentes factores de potencia, obtenidas a partir de la función mostrada en (21). Es posible observar que cada curva presenta dos valores de voltaje para la misma transferencia de potencia. El mayor valor de voltaje, correspondiente al signo “+” en (21), pertenece a la región estable, en tanto que el menor valor, obtenido cuando se usa el signo “-” en (21), corresponde a la zona inestable. En condiciones normales, el corredor de transmisión siempre es operado en algún punto de la zona superior de la curva P-V.

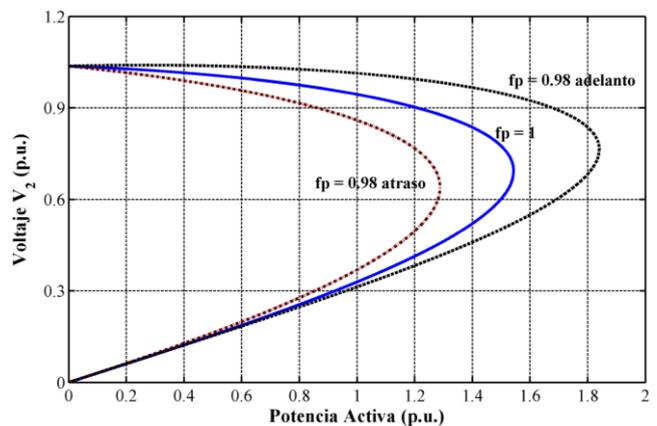


Figura 6. Curvas P-V para diferentes factores de potencia

5. DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE CORREDORES

WAProtector dispone de una aplicación que permite calcular, en tiempo real, la curva P-V de corredores de transmisión usando para el efecto el método del Equivalente Thévenin (descrito en el apartado 4 del presente artículo) aplicado al corredor analizado.

Actualmente, CENACE se encuentra monitoreando la estabilidad de voltaje de dos corredores de transmisión, los

cuales fueron seleccionados en función de su importancia estratégica y de su alto nivel de congestión. Los dos corredores monitoreados son: Totoras – Santa Rosa y Molino – Pascales, puesto que transportan la energía desde la central más importante del país (Paute) hacia los dos centros de mayor carga del SNI (Quito y Guayaquil).

La Fig. 7 muestra la curva P-V correspondiente a la L/T Santa Rosa – Totoras obtenida de WAProtector, la cual representa la transferencia de potencia por cada fase de cada circuito. En ella, el punto rojo representa el estado de operación actual y las líneas amarilla y roja denotan los límites de alerta y alarma de transferencia de potencia, respectivamente. A través de esta aplicación, el operador supervisa la transferencia de potencia a través del vínculo monitoreado, asegurando una distancia prudencial entre el punto de operación actual y los límites mencionados.

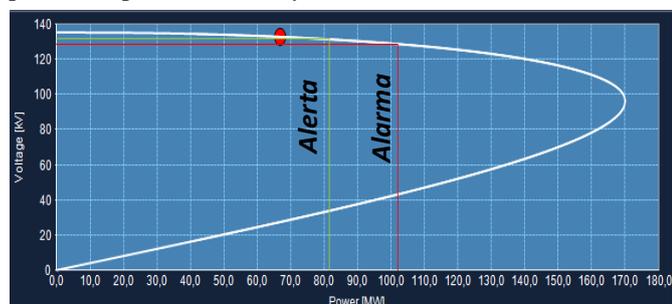


Figura 7. Curva P-V del Corredor Santa Rosa – Totoras

5.1 Límites de transferencia de potencia

Un incremento de carga conlleva una disminución en el voltaje de la barra de recepción y el incremento simultáneo de la potencia activa transferida a través del corredor [22]. Este incremento, se refleja en el desplazamiento del punto de operación actual A, hacia el punto A' de la Fig. 8. Esta es la condición esperada de operación de un sistema de potencia. Entonces, los puntos de operación que se encuentran en la mitad superior de la curva P-V, son estables.

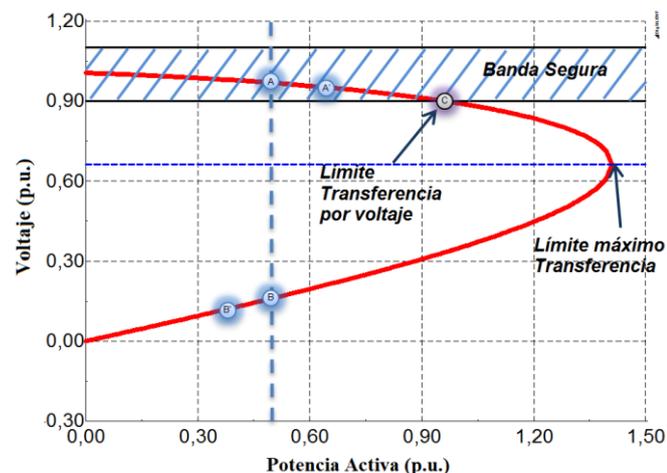


Figura 8. Curva P-V y límites de transferencia de potencia

En el punto B de la parte inferior de la curva, un incremento de carga produce una reducción del voltaje y también de la potencia activa transferida a través del corredor de transmisión, lo que se muestra en el desplazamiento desde B hacia B'. Esta es una condición inestable de operación de un sistema de potencia.

Por lo tanto, la curva P-V, tiene una sección de estabilidad y otra de inestabilidad. El área de estabilidad, corresponde a la zona comprendida entre el punto en el cual la potencia activa es cero, y el vértice de la curva, por lo que un punto que se encuentra en esta región, se considera estable. Desde este vértice hacia abajo, la operación del sistema es inestable. En este sentido, el límite máximo de transferencia de potencia está determinado por el punto de bifurcación de la curva P-V.

El vértice de la curva P-V usualmente se alcanza para valores de voltaje muy inferiores a los determinados como valores de operación normal del sistema. En este sentido, los límites que determinarán el margen de estabilidad de voltaje de corredores de transmisión, se obtienen a través de la combinación de la curva P-V y una banda de estabilidad de voltaje establecida. Basado en las restricciones de operación del sistema y de acuerdo a los requerimientos de permanencia dentro de niveles de voltaje permitidos, la evaluación combinada de la Curva P-V y las bandas de seguridad establecidas de variación de voltaje para las diferentes barras del sistema, permite determinar el límite de transferencia por voltaje (punto C de la Fig. 8) [22].

Bajo esta concepción, la supervisión de la estabilidad de voltaje de corredores en tiempo real necesita la previa determinación de los límites de transferencia por voltaje. Estos límites son los valores referenciales que brindan al operador las señales de alerta o alarma de una posible congestión del corredor monitoreado. En este sentido, el presente artículo presenta una metodología orientada a la determinación de estos límites.

5.2. Bandas de seguridad de variación de voltaje

Sobre la base de lo descrito en la sección 5.1, el límite de transferencia por voltaje está determinado por el valor de potencia transferida que corresponde al punto de intersección de la curva P-V con el límite inferior de la banda de seguridad de variación de voltaje (Fig. 8). En este sentido, en primer lugar es necesario definir las bandas de seguridad a ser utilizadas.

En el caso del SNI se han definido dos bandas de seguridad basadas en el concepto de operación normal y operación en emergencia [23], [24]. Así, el límite de transferencia por voltaje resultante de la banda de operación normal es definido como el límite de alerta, en tanto que el límite de

transferencia por voltaje resultante de la banda de operación en emergencia es definido como el límite de alarma.

La operación normal es un régimen de operación que satisface los requerimientos de calidad de servicio y de energía sin poner en riesgo las instalaciones del sistema [23]. La operación de emergencia, en cambio, es un régimen fuera de lo normal [23], que puede ser ocasionado por contingencias en el sistema, tales como pérdida de elementos de transmisión, generadores, centros de carga, etc.

La Tabla 1 presenta los límites de las bandas de voltaje en operación normal y de emergencia establecidas para el sistema eléctrico del Ecuador [24].

Tabla 1. Bandas Seguras de Operación de Voltaje del Sistema Nacional de Transmisión

Voltaje de Barras	Inferior		Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
230 kV	-5%	-10%	5%	6%
138 kV	-5%	-10%	5%	6%
69, 46, 34.5 kV	-3%	-5%	5%	6%

5.3 Metodología propuesta

El propósito de la metodología es definir los límites de transferencia por voltaje, de alerta y alarma, del corredor de transmisión monitoreado. Esto, con el propósito de entregar al operador una referencia operativa que brinde alerta temprana del riesgo de congestión ante eventos que ocasionen condiciones de estrés en los vínculos de transmisión, (como una contingencia N-1), bajo la premisa de mantener la seguridad estática del sistema.

Con este objetivo, se propone realizar estudios estáticos que permitan evaluar las condiciones más críticas de transferencia de potencia de los corredores monitoreados, considerando la posible ocurrencia de contingencias N-1 relacionadas con la desconexión de vínculos del sistema (líneas de transmisión o transformadores) o la salida de generadores. El mecanismo de análisis planteado consiste en determinar, mediante un software de simulación (DIgSILENT Power Factory en este caso), las mismas curvas P-V de los corredores de transmisión que se obtienen en WAProtector, a través del método del Equivalente Thévenin. Esto, con el objetivo de simular el comportamiento de la transferencia de potencia bajo diferentes condiciones operativas (condiciones de alta y baja hidrología con escenarios de baja, media y alta demanda), incluyendo la contingencia más crítica con respecto al voltaje de la barra de recepción. Así, se plantea como alternativa metodológica la presentada en la Fig. 9.

La metodología inicia con la definición de los escenarios operativos más representativos, los cuales incluyen diferentes

condiciones de demanda, posible importación desde el sistema colombiano y dos distintas condiciones hidrológicas.

Asimismo, resulta fundamental determinar aquellas contingencias que producen las caídas de voltaje más drásticas en las barras a las cuales se conectan los elementos de transmisión sujetos a estudio. Para esto, se utiliza el análisis de contingencias de DIgSILENT Power Factory, en el cual, luego de definir diferentes elementos de transmisión y generación, se logra identificar las contingencias más críticas para cada una de las zonas de interés.

En este sentido, las tablas 2, 3, 4 y 5 presentan las contingencias por desconexión de vínculos o la salida de generadores que producen las caídas de voltaje más críticas en las barras de 230 kV de las subestaciones Santa Rosa y Pascuales, identificadas en los casos de estudio analizados.

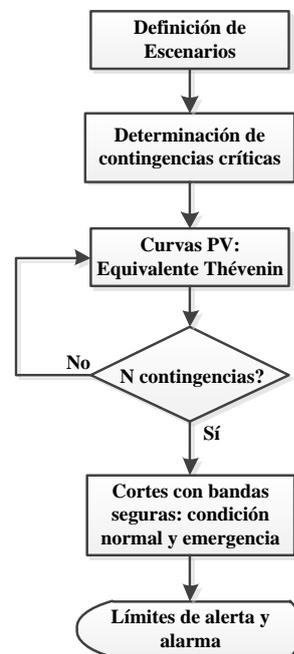


Figura 9. Propuesta metodológica para determinar los límites de estabilidad de voltaje de los corredores monitoreados

Es adecuado mencionar que, en varias de las condiciones operativas consideradas, la peor contingencia simple es la apertura de uno de los circuitos de los mismos corredores analizados. Sin embargo, debido a que la apertura de uno de los circuitos del corredor causa una modificación considerable del modelo matemático del circuito equivalente, no es posible realizar una comparación entre las curvas que representan una condición normal de operación y las curvas correspondientes a la salida del circuito paralelo de estas líneas. En este sentido, esta es una contingencia crítica que debe ser analizada de forma independiente, por lo que no se la considera en la determinación de los límites típicos de transmisión por voltaje.

Tabla 2. Contingencias críticas para las barras de 230 kV de Santa Rosa y Pascuales en escenarios de alta hidrología sin importación

Demanda	Sin Importación	
	Santa Rosa 230	Pascuales 230
Mínima	L/T Pucará - Mulaló 138 kV	Central Trinitaria
Media	L/T Pucará - Mulaló 138 kV	Central Trinitaria
Máxima	Autotransformador ATU 230/138 kV Pomasqui	Central Trinitaria

Tabla 3. Contingencias críticas para las barras de 230 kV de Santa Rosa y Pascuales en escenarios de alta hidrología con importación

Demanda	Con Importación	
	Santa Rosa 230	Pascuales 230
Mínima	Ckt 1 L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV	Central Trinitaria
Media	Autotransformador ATU 230/138 kV Pomasqui	Central Trinitaria
Máxima	Autotransformador ATU 230/138 kV Pomasqui	Central Trinitaria

Tabla 4. Contingencias críticas para las barras de 230 kV de Santa Rosa y Pascuales en escenarios de baja hidrología sin importación

Demanda	Sin Importación	
	Santa Rosa 230	Pascuales 230
Mínima	Ckt 1 L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV	Central Trinitaria
Media	L/T Pucará - Mulaló 138 kV	Central Trinitaria
Máxima	Autotransformador ATU 230/138 kV Pomasqui	Central Trinitaria

Tabla 5. Contingencias críticas para las barras de 230 kV de Santa Rosa y Pascuales en escenarios de baja hidrología con importación

Demanda	Con Importación	
	Santa Rosa 230	Pascuales 230
Mínima	Ckt 1 L/T Jamondino - Pomasqui 230 kV	Central Trinitaria
Media	Autotransformador ATU 230/138 kV Pomasqui	Central Trinitaria
Máxima	Autotransformador ATU 230/138 kV Pomasqui	Central Trinitaria

Una vez identificadas las contingencias críticas, se realizan las simulaciones necesarias para determinar las curvas P-V, considerando la desconexión en estado estable de los elementos listados en las tablas 2, 3, 4 y 5.

Con este objetivo, se ha empleado la versatilidad de DIGSILENT Power Factory para el desarrollo de nuevas rutinas de cálculo orientadas a realizar tareas automáticas, mediante el lenguaje de programación DIGSILENT Programming Language (DPL). Así, se han incorporado las ecuaciones presentadas en la sección 4 del presente artículo en un script DPL para determinar las curvas P-V mediante el método del equivalente Thévenin.

Una vez determinadas las curvas P-V, éstas son utilizadas para determinar los límites de transferencia de potencia por voltaje a través de la intersección de las mismas con los

valores límites de las bandas de seguridad de variación de voltaje [22], presentados en la Tabla 1, tanto para condiciones normales, como para las condiciones de emergencia.

El límite de alerta es determinado por la intersección de la curva P-V obtenida considerando la peor contingencia y el límite inferior de voltaje para condiciones normales de operación (-5%), en tanto que el límite de alarma corresponde a la intersección de esta curva P-V con el límite en condiciones de operación de emergencia (-10%).

Debido a que las condiciones que se presentan son altamente dependientes de los escenarios hidrológicos, es conveniente separar estos casos para determinar los límites en los corredores de transmisión. Cabe indicar, que ciertos escenarios presentados son atípicos, por lo que para realizar un muestreo más adecuado, estos datos han sido descartados.

A manera ilustrativa, las curvas P-V, por circuito y en por unidad con base de 300 MW, de cuatro diferentes escenarios son presentadas en las Fig. 10, 11, 12, y 13. De estas figuras se determinan los valores de transferencia correspondientes a los cortes entre la Curva P-V y los límites de voltaje en estado estable y en condiciones de emergencia. Estos valores corresponden a los límites de transferencia de alerta y alarma a través de los corredores de transmisión, respectivamente.

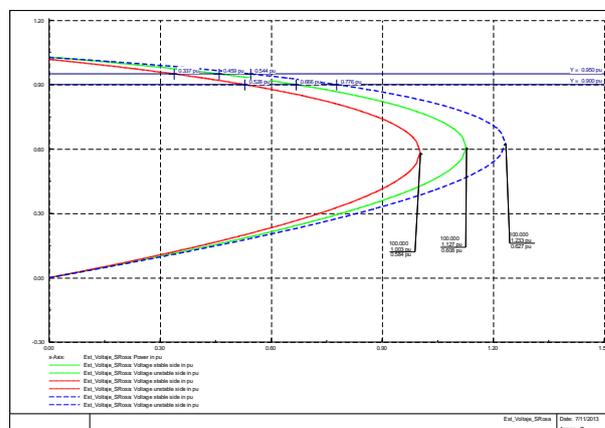


Figura 10. Curva P-V del circuito 1 de la L/T Totoras – Santa Rosa 230 kV en demanda mínima de un escenario de alta hidrología con importación

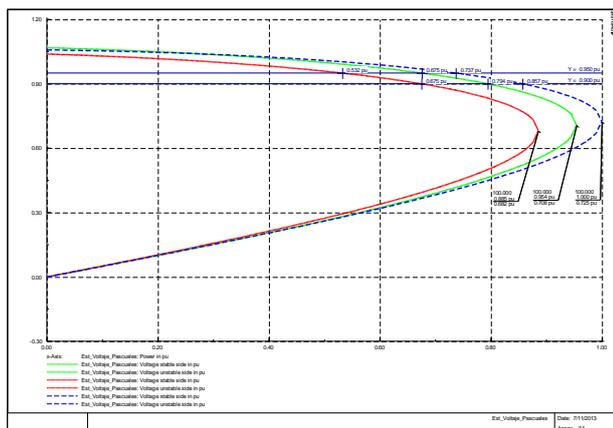


Figura 11. Curva P-V del circuito 1 de la L/T Molino - Pascuales 230 kV en demanda media de un escenario de alta hidrología sin importación

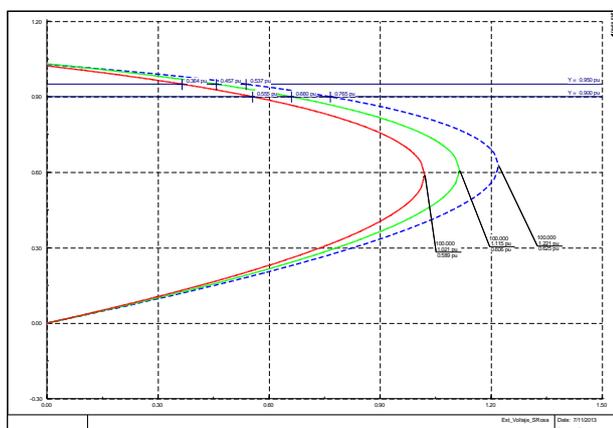


Figura 12. Curva P-V del circuito 1 de la L/T Totoras - Santa Rosa 230 kV en demanda mínima de un escenario de baja hidrología sin importación

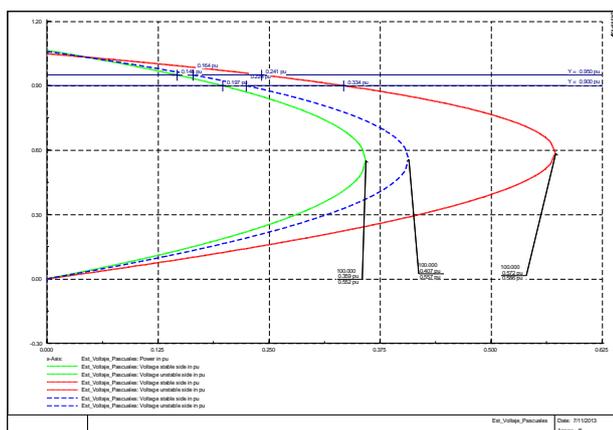


Figura 13. Curva P-V del circuito 1 de la L/T Molino - Pascuales 230 kV en demanda mínima de un escenario de baja hidrología con importación

Adicionalmente, se determina el valor del límite máximo de transferencia (punto de bifurcación) de la curva P-V del corredor de transmisión analizado para una condición normal de operación (pre-contingencia).

Posteriormente se determina el factor de cargabilidad LF-P (Load Factor based on Power), para condiciones de alerta y alarma, puesto que estos son los parámetros que requieren ser

calibrados en la aplicación WAProtector (correspondientes a las líneas amarilla y roja de la Fig. 7).

El factor LF-P corresponde a la relación entre la potencia transferida efectivamente por el corredor en cada escenario operativo y el Límite Máximo de Transferencia, de acuerdo a (22), y representa el margen de cargabilidad del corredor de transmisión. Este factor puede ser utilizado como un indicador de alerta temprana de congestión del corredor, a través de la verificación que el LF-P de operación actual no supere sus valores pre-definidos para límites de alerta (LF-P_{alerta}) y alarma (LF-P_{alarma}).

$$LF - P = \frac{\text{Transferencia actual}}{\text{Límite Máximo de Transferencia}} \quad (22)$$

donde la *transferencia actual* corresponde al valor de potencia activa transferida por el corredor y que, para el caso de los valores límites de alerta (LF-P_{alerta}) y alarma (LF-P_{alarma}), corresponde a los cortes entre la Curva P-V y los límites de voltaje en estado estable y en condiciones de emergencia, respectivamente.

WAProtector realiza el cómputo de la curva P-V y del LF-P, en tiempo real cada vez que se recibe una actualización de información de las PMUs en el centro de control. El operador debe entonces verificar que el valor de LF-P actual no supere los límites de alerta o alarma configurados en la aplicación de monitoreo (LF-P_{alerta_conf} o LF-P_{alarma_conf}) y en caso contrario, realizar las acciones de control necesarias para llevar al corredor a un estado operativo menos congestionado que conlleve un menor valor de LF-P. Bajo este contexto, es fundamental determinar los valores de LF-P_{alerta_conf} y LF-P_{alarma_conf} a ser parametrizados en la aplicación WAProtector.

Debido a que por requerimientos de robustez del sistema de monitoreo, la mencionada parametrización debe permanecer fija por al menos un periodo de mediano plazo (una semana, un mes o un periodo hidrológico), se deben determinar los valores de LF-P_{alerta} y LF-P_{alarma} que, en promedio, sean los más representativos de los escenarios operativos que podrían ocurrir durante dicho periodo. Con este propósito, de todos los escenarios de operación analizados, se realiza un promedio de los LF-P_{alerta} y LF-P_{alarma} obtenidos, considerando periodos hidrológicos estacionales (en este caso se considera que la actualización de los parámetros de WAProtector LF-P_{alerta_conf} y LF-P_{alarma_conf} se realizada cada 6 meses, durante los cambios de condiciones hidrológicas, sin embargo este periodo podría ser menor en función de los requerimientos del operador). Estos valores medios constituyen los límites de transferencia de alerta y alarma a ser configurados en la aplicación WAProtector.

$$LF - P_{alerta_conf} = \frac{\sum_{i=1}^n LF - P_{alerta_i}}{n} \quad (23)$$

$$LF - P_{alarma_conf} = \frac{\sum_{i=1}^n LF - P_{alarma_i}}{n} \quad (24)$$

donde $LF - P_{alerta_i}$ y $LF - P_{alarma_i}$ son los factores límites del escenario i , n es el número total de escenarios considerados, en tanto que $LF - P_{alerta_conf}$ y $LF - P_{alarma_conf}$ son los límites más representativos (promedios) a ser configurados en WAProtector.

Las Tablas 6 y 7 presentan los resultados obtenidos para los límites de transferencia de potencia, de alerta y alarma, de las líneas de transmisión Totoras – Santa Rosa y Molino – Pascuales. Estos valores serán configurados en la aplicación de supervisión en tiempo real WAProtector y serán las referencias de alerta temprana durante la operación del sistema.

Tabla 6. Límites de alerta y alarma en escenarios de alta hidrología

Corredor de Transmisión	Límite Alerta [LF-P _{alerta}]	Límite Alarma [LF-P _{alarma}]
Totoras - Santa Rosa 230 kV	0,53	0,71
Molino - Pascuales 230 kV	0,61	0,75

Tabla 7. Límites de alerta y alarma en escenarios de baja hidrología

Corredor de Transmisión	Límite Alerta [LF-P _{alerta}]	Límite Alarma [LF-P _{alarma}]
Totoras - Santa Rosa 230 kV	0,35	0,53
Molino - Pascuales 230 kV	0,58	0,75

Una vez configurados los límites de alerta ($LF - P_{alerta_conf}$, asociado a la línea amarilla de la Fig. 7) y alarma ($LF - P_{alarma_conf}$, asociado a la línea roja de la Fig. 7), el operador se encargará de supervisar que el punto de operación actual (calculado en cada instante de actualización de información a partir de los datos de las PMUs y asociado al punto rojo de la Fig. 7) no supere dichos límites. Caso contrario, se activará una señal de alerta temprana que informe al operador sobre la necesidad de realizar acciones de control que disminuyan la congestión del corredor.

6. DISCUSIÓN

Si bien el estricto objetivo del presente artículo ha sido determinar los parámetros de alerta y alarma que permitan calibrar la aplicación de estabilidad de voltaje de corredores de transmisión disponible en WAProtector, se considera prudente realizar un análisis de los resultados obtenidos con el objetivo de evaluar la cargabilidad efectiva máxima de los corredores y analizar su estado de utilización. Para esto, se realiza una comparación entre el límite de transferencia por capacidad térmica de los corredores, el límite máximo teórico de transferencia dado por el punto de bifurcación de las curvas P-V, y el límite máximo de transferencia por voltaje (límite de alarma) determinado en el presente artículo. Estos

límites, en MW por circuito, son presentados en las Tablas 8 y 9 para los corredores Totoras – Santa Rosa y Molino – Pascuales, respectivamente.

Tabla 8. Límites de transferencia por cada circuito de L/T Totoras – Santa Rosa 230 kV

	Alta Hidrología	Baja Hidrología
Límite Operación Continua (*)	342,0 MW	342,0 MW
Límite Operación de Emergencia	442,0 MW	442,0 MW
Límite Teórico Máximo de Transferencia	479,4 MW	365,1 MW
Límite de Transferencia por Voltaje (**)	340,8 MW	200,1 MW
Diferencia entre (*) y (**)	0.35%	41.49%

Tabla 9. Límites de transferencia por cada circuito de L/T Molino – Pascuales 230 kV

	Alta Hidrología	Baja Hidrología
Límite Operación Continua	342,0 MW	342,0 MW
Límite Operación de Emergencia	442,0 MW	442,0 MW
Límite Teórico Máximo de Transferencia (*)	282,0 MW	210,6 MW
Límite de Transferencia por Voltaje (**)	211,5 MW	157,2 MW
Diferencia entre (*) y (**)	25.00%	25.36%

En el caso de la L/T Totoras – Santa Rosa, el límite de transferencia sin considerar el límite por voltaje lo impone el límite térmico de operación continua, en tanto que el mismo límite de transferencia para la L/T Molino – Pascuales es impuesto por el límite teórico máximo de transferencia (punto de bifurcación de la curva P-V). Para el caso de las dos líneas de transmisión, el límite efectivo lo impone el límite de transferencia por voltaje (determinado en el presente artículo).

La diferencia porcentual entre los límites mencionados brinda una medida del porcentaje efectivo de utilización de la capacidad del corredor debido al límite impuesto por la metodología propuesta en el presente artículo. En el caso de la L/T Totoras – Santa Rosa, esta diferencia es prácticamente cero en períodos de alta hidrología, por lo que se observa una utilización completa de su capacidad teórica de transferencia. En período de baja hidrología, en cambio, se emplea alrededor del 60% de la capacidad de esta línea pero esto se debe a la escasez de generación de la zona Sur y no a la incapacidad de transferencia del corredor. Por otra parte, la L/T Molino – Pascuales presenta un porcentaje de utilización de alrededor del 75% de su capacidad teórica máxima. Estos resultados corresponden a valores aceptables de utilización de la capacidad de los corredores y permiten validar los resultados obtenidos con la metodología propuesta.

7. CONCLUSIONES

Entre los desafíos del monitoreo de la seguridad del sistema de potencia se encuentra la determinación adecuada de indicadores que brinden señales de alerta temprana al operador. En este sentido, se ha presentado una novedosa

metodología para determinar los límites de alerta y alarma de transferencia de potencia por corredores de transmisión, a ser calibrados en la aplicación WAMS (WAProtector) de CENACE.

En la determinación de los límites de alerta y alarma de transferencia de potencia a través de corredores de transmisión, es necesario considerar los diferentes escenarios de hidrología en virtud de la diferencia en la distribución de los flujos de potencia por la red en cada uno de estos escenarios.

Mediante la metodología empleada, se ha logrado determinar los límites de alerta y alarma, asociados con la estabilidad de voltaje, para la transferencia de potencia a través de los corredores de transmisión de 230 kV: Totoras – Santa Rosa y Molino - Pascuales.

El presente estudio debería ser actualizado según se amerite, considerando el requerimiento de actualización que imponga el operador o el ingreso de nuevos elementos en el sistema eléctrico ecuatoriano, sean estos grandes generadores o centros de carga y/o nuevas líneas de transmisión que puedan afectar los límites establecidos.

Se recomienda aplicar la metodología descrita en el presente artículo para determinar los límites asociados con estabilidad de voltaje de otros corredores de transmisión del SNI.

Las curvas P-V determinadas en el presente documento corresponden únicamente a un circuito de las líneas de transmisión analizadas; por esta razón, no es posible realizar una comparación entre las curvas que representan una condición normal de operación y las curvas correspondientes a la salida del circuito paralelo de estas líneas.

De la comparación realizada entre el límite de transferencia por capacidad térmica de los corredores, el límite máximo teórico de transferencia dado por el punto de bifurcación de las curvas P-V, y el límite de máximo de transferencia por voltaje (límite de alarma) determinado en el presente artículo, se ha determinado que la capacidad de transmisión de los corredores bajo monitoreo es utilizada entre el 75% y el 100%. Estos resultados son aceptables y permiten validar los límites obtenidos con la metodología propuesta.

REFERENCIAS

- [1] M. Amin, "Toward Self-Healing Infrastructure Systems", Electric Power Research Institute (EPRI), IEEE, 2000.
- [2] U. Kerin, G. Bizjak, E. Lerch, O. Ruhle, and R. Krebs, "Faster than Real Time: Dynamic Security Assessment for Foresighted Control Actions", 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania.
- [3] C. Martinez, M. Parashar, J. Dyer, and J. Coroas, "Phasor Data Requirements for Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection Applications", CERTS/EPG, White Paper – Final Draft, for: EIPP – Real Time Task Team, January, 2005.
- [4] W. Nakawiro, I. Erlich, "Online Voltage Stability Monitoring using Artificial Neural Network", Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008., pp. 941 – 947, Nanjing, China, April, 2008.
- [5] S. Torres, "Evaluación de la Estabilidad de Tensión usando modelos Neuro Difusos", Tesis Doctoral, Universidad Nacional de San Juan, Argentina, Diciembre de 2008, ISBN 978-987-05-4900-0.
- [6] K. Vu, M. Begovic, D. Novosel, M. Saha, "Use of Local Measurements to Estimate Voltage-Stability Margin", 20th International Conference on Power Industry Computer Applications, pp. 318 – 323, May 1997.
- [7] M. Haque, "On-line monitoring of maximum permissible loading of a power system within voltage stability limits", IEE Proceedings online no. 20020682, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 150, No. 1, pp. 107 – 112, January 2003.
- [8] H. Sangwook, B. Lee, S. Kim, Y. Moon, "Development of voltage stability index using synchro-phasor based data", Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, pp. 1 – 4, October 2009.
- [9] D. Niu, Z. Liu, H. Yang, "PMU Configuration Scheme of Regional Power System and Dynamic Voltage Stability Online Evaluation of Substation", Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific, pp. 1 – 5, Chengdu, March 2010.
- [10] M. Larsson, C. Rehtanz, J. Bertsch, "Monitoring and operation of transmission corridors", Corp. Res., ABB Switzerland Ltd., Switzerland, IEEE Power Tech Conference Proceedings, Bologna, pp. 8, Vol.3, 2003.
- [11] M. Liu, B. Zhang, L. Yao, M. Han, H. Sun, W. Wu, "PMU based voltage stability analysis for transmission corridors", Technol. Center, AREVA T&D, Stafford, Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, pp. 1815 - 1820, Nanjing, April 2008.
- [12] M. Nizam, A. Mohamed, A. Hussain, "Dynamic Voltage Collapse Prediction In Power Systems Using Power Transfer Stability Index", First International Power and Energy Conference PECon 2006, pp. 246 – 250, Putrajaya, Malaysia, November 2006.
- [13] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements in power systems", IEEE Computer Applications in Power, vol.6, no.2, pp.10-15, April 1993.
- [14] A. Phadke, and J. Thorp, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications, Virginia Polytechnic Institute and State University, Springer Science + Business Media, 2008, ISBN 978-0-387-76535-8.
- [15] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std. C37.118.1-2011, December 2011.
- [16] R. Cimadevilla, "Fundamentos de la Medición de Sincrofasores", ZIV P+C - España, XIII ERIAC, Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, mayo de 2009, Puerto Iguazú, Argentina.
- [17] C. Martinez, M. Parashar, J. Dyer, and J. Coroas, "Phasor Data Requirements for Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection Applications", CERTS/EPG, White Paper – Final Draft, for: EIPP – Real Time Task Team, January, 2005.
- [18] C. Juárez, and D. Colomé, "Tendencias en la Supervisión en Tiempo Real de la Estabilidad de Pequeña Señal de Sistemas de Potencia", Universidad Nacional de San Juan, XIII ERIAC, mayo de 2009, Puerto Iguazú, Argentina.
- [19] S. C. Savulescu, et al, "Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers", IEEE Press Series on Power Engineering, Mohamed E. El-Hawary, Series Editor, a John Wiley & Sons, Inc., Publication, 2009.
- [20] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, et al, "Definition and classification of power system stability", IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability: Terms and Definitions. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, Pages: 1387-1401, August 2004.
- [21] J. Vlach, and K. Singhal, *Computer methods for circuit analysis and design*, Springer, 1983.

- [22] Y. Nguegan, “Real-time identification and monitoring of the voltage stability margin in electric power transmission systems using synchronized measurements”, Universität Kassel, Tesis Doctoral, junio de 2009. [Online]. Available: http://www.uni-kassel.de/hrz/db4/extern/dbupress/publik/abstract_en.php?978-3-89958-756-2.
- [23] Regulación CONELEC No. 007/00, “Procedimiento del Mercado Eléctrico. Mayorista”, Definición de términos.
- [24] CENACE, “Revisión de las bandas de variación de voltaje en barras y factores de potencia en puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión”, Dirección de Planeamiento, mayo de 2013.