

Technical Study for the Determination of the Optimal Location of Fasorial Measurement Units in the Ecuadorian Power System Based on Observability Criteria for Contingencies

Estudio Técnico para la Determinación de la Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano basado en Criterios de Observabilidad ante Contingencias

L. Armas A. Narváez

Operador Nacional de Electricidad

E-mail: larmas@cenace.org.ec; anarvaez@cenace.org.ec

Abstract

Phasor measurement units PMU are devices that measure the Synchronphasor of sinusoidal waves of current and voltage in electrical power systems. The paper describes the characteristics of phasor measurement units and applications. Various methodologies are listed that allow the location of PMUs and an algorithm is selected to maintain an adequate level of visibility in a SEP. Then different methods for contingency analysis based on voltage stability are described. The Reactive Support Index was adapted in order to determine the contingency ranking in the Ecuadorian National Interconnected System S.N.I. Finally a location methodology of PMUs is applied that optimizes the number and keeps the observability of S.N.I. in great impact contingencies.

Index terms– Phasor Measurement Units, Voltage Stability, Support Index Reactive Power, Optimal PMU Placement.

Resumen

Las unidades de medición fasorial PMU son dispositivos que permiten medir los sincrofasores de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje en los sistemas eléctricos de potencia SEP. En el documento se describen las características de las PMU y sus aplicaciones. Se enumeran varias metodologías que permiten la ubicación de PMUs y se selecciona un algoritmo que permite mantener un nivel adecuado de visibilidad en un SEP. A continuación, se describen diferentes métodos para análisis de contingencias en base a estabilidad de voltaje. Se adaptó el Índice de Soporte de Potencia Reactiva RSI para determinar un ranking de contingencias en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador S.N.I. Finalmente se aplicó una metodología de ubicación de PMUs que optimice su número y mantenga la observabilidad del S.N.I. ante las fallas de mayor gravedad.

Palabras clave– Unidades de Medición Fasorial, Índice de Soporte de Potencia Reactiva, Ubicación Óptima de PMU.

Recibido: 31-07-2017, Aprobado tras revisión: 17-11-2017

Forma sugerida de citación: Armas, L.; Narváez, A. (2018). “Estudio Técnico para la Determinación de la Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I. basado en Criterios de Observabilidad ante Contingencias”. Revista Técnica “energía”. No. 14, Pp. 140-150
ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia SEP actualmente desafían problemas complejos, ya que se encuentran operando cada vez más cerca de sus límites máximos de transferencia, lo que ha disminuido sus márgenes de estabilidad; por lo tanto, aparece la necesidad de una mejor supervisión de las redes eléctricas.

Las unidades de medición fasorial (PMU Phasor Measurement Unit), son dispositivos que permiten medir sincrofasores de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje en los sistemas eléctricos de potencia SEP.

Las unidades de medición fasorial constituyen la solución más destacable para establecerse como el sistema de medición que suministre los datos de entrada para la operación y control íntegros de los sistemas de potencia.

Actualmente, el Operador Nacional de Electricidad CENACE dispone de 40 PMUs ubicadas en diferentes barras del sistema nacional interconectado S.N.I., las cuales permiten monitorear el comportamiento dinámico del sistema en tiempo real.

Una contingencia se puede definir como la salida programada o imprevista de cualquier elemento de la red, sea este generador, línea, barra, transformador, entre otros. Los programas para análisis de contingencias están basados en un modelo del sistema de potencia para determinado instante de tiempo y analizan la redistribución de flujos en la red después de ocurrida una contingencia.

Sin embargo, el análisis anterior presenta limitaciones ya que en función de las condiciones de operación del sistema, las contingencias analizadas no necesariamente presentan consecuencias en el sistema. Por este motivo se describen métodos para análisis de contingencias que incluyen un nuevo criterio de análisis basado en estabilidad de voltaje.

Una aplicación diferente de los PMUs, basada en la observabilidad completa del sistema después de la ocurrencia de contingencias, es adaptada al sistema eléctrico ecuatoriano, para lo cual se determinará las contingencias de mayor gravedad, el número óptimo de PMUs y su mejor ubicación en este sistema.

2. SISTEMAS DE MEDICIÓN FASORIAL

2.1. Definición de Fasor

La representación de señales sinusoidales como fasores es usada comúnmente en el análisis de sistemas de potencia de corriente alterna. Una forma de onda sinusoidal está dada por:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (1)$$

Donde se tiene que:

- ω es la frecuencia angular en (radianes por segundo)
- ϕ es el ángulo de fase (radianes)
- X_m es la amplitud máxima de la señal sinusoidal

La ecuación anterior puede ser re escrita basada en la fórmula de Euler:

$$x(t) = \text{Re} \left\{ X_m e^{j(\omega t + \phi)} \right\} = \text{Re} \left\{ X_m e^{j\phi} \left[e^{j\omega t} \right] \right\} \quad (2)$$

De la ecuación anterior, el término $e^{j\omega t}$ puede ser eliminado considerando que la frecuencia angular es constante en estado estable.

$$x(t) \Leftrightarrow \bar{X} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}} \right) e^{j\phi} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}} \right) (\cos \phi + j \sin \phi) \quad (3)$$

Donde se tiene que:

- $X_m/\sqrt{2}$ es el módulo (valor eficaz) de la señal.

La Fig. 1 ilustra la representación de un fasor:

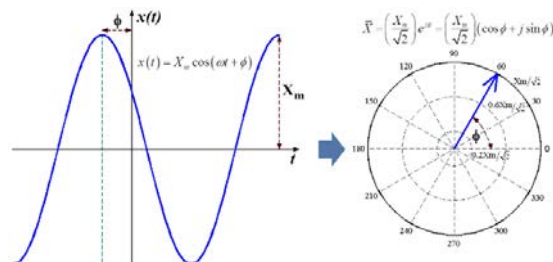


Figura 1: Representación de un Fasor

Por lo tanto, un fasor es un número complejo que representa a una senoide, con parte real X_r y parte imaginaria X_{im} .

$$X = X_r + jX_{im} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \phi + j \sin \phi) \quad (4)$$

2.2. Definición de Sincrofasor

Un sincrofasor es un fasor evaluado a partir de varias muestras de una variable, usando una señal de tiempo estándar como referencia para las medidas.

2.3. Unidad de Medición Fasorial

Las Unidades de Medición Fasorial denominadas PMU (Phasor Measurement Unit) son equipos que permiten medir los sincrofasores de las señales sinusoidales de corriente y voltaje. En la Fig. 2 se muestra la estructura básica de una unidad de medición fasorial.

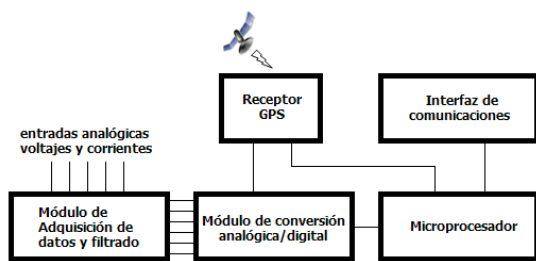


Figura 2: Estructura Básica de una PMU

Las mediciones de los fasores de voltaje en las barras del sistema de potencia han sido un factor clave para que los ingenieros de potencia puedan determinar el estado del sistema. Muchas de las consideraciones operacionales y de planificación en los sistemas eléctricos de potencia, están estrechamente relacionadas con el seguimiento y la supervisión de variables eléctricas [1].

La PMU proporciona mediciones ideales para monitorear y controlar el sistema, particularmente en condiciones de sobrecarga. La característica esencial de esta técnica es que estas mediciones de secuencia positiva (y de secuencia negativa y cero, si es necesario) de voltajes y corrientes de un sistema de potencia son en tiempo real y con tiempos precisos de sincronización. Esto permite una comparación exacta de mediciones localizadas muy distantes entre sí, al igual que, mediciones en tiempo real para tomar acciones de control [1].

2.4. Aplicaciones

El desarrollo en Tecnologías de Medición Sincronizada (SMT) ha incrementado en los sistemas eléctricos de potencia. Las PMU modernas tienen otras características tales como: medición de frecuencia, componentes de potencia, indicadores de calidad de energía y monitoreo del estado de los equipos de la subestación. El uso de PMU está siendo fuertemente usado en todo el mundo como la mejor tecnología para ser aplicada en sistemas WAMS. En general el objetivo de la instalación de PMU es hacer la transición de un sistema de mediciones con un SCADA convencional a un sistema de medición más avanzado utilizando mediciones sincronizadas en un área amplia con mediciones en tiempo real con localidades distantes geográficamente. Las mediciones sincronizadas están siendo usadas en ciertas partes del mundo, en aplicaciones tales como: sistemas de monitoreo, análisis post-disturbios y monitoreo de oscilaciones inter-área. [1]

Conjuntamente con el desarrollo de las WAMS existen variadas aplicaciones de las PMUs. En [1] se enumeran las siguientes:

- Visualización en tiempo real del SEP
- Detección de redes aisladas
- Análisis de estabilidad de voltaje y angular

en tiempo real.

- Diseño de un sistema inteligente de protección.
- Monitoreo de la diferencia angular de las tensiones.
- Monitoreo de estabilidad de tensión (Curvas PV en línea).
- Monitoreo en línea del amortiguamiento del sistema.
- Estabilidad (Trasiente, pequeña señal, tensión, oscilaciones, etc.).
- Protección.
- Supervisión de sistemas de potencia (WAMS).

3. MÉTODOS DE UBICACIÓN DE PMUs

Para la ubicación óptima de una PMU se han desarrollado diferentes métodos, éstos pueden ser métodos matemáticos o métodos heurísticos, a continuación se va a detallar las diferentes metodologías que existen [2].

3.1. Algoritmos Matemáticos

- Programación entera
- Búsqueda exhaustiva

3.2. Algoritmos Heurísticos

- Algoritmo genético
- Recocido Simulado
- Evolución diferencial
- Optimización de enjambre de partículas
- Algoritmo inmunológico
- Búsqueda local iterativa
- Árbol de búsqueda extendido
- Algoritmo Ávido
- Algoritmo de Seguridad Recursivo
- Árbol de decisión

El método propuesto para la ubicación óptima de las PMUs es el algoritmo de Programación Entera Lineal ILP (Integer Linear Programming) que se describe a continuación tomado de la referencia [4].

Para un sistema de “n” barras, el problema de ubicación de una PMU se puede formular como:

$$\min f: \sum_{i=1}^n w_i x_i \quad (5)$$

$$\text{Sujeto a: } f(X) \geq \hat{1}$$

Dónde:

X es un vector de decisión binario, cuyas entradas se definen como:

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{si un PMU es ubicado en la barra } i \\ 0 & \text{si no dispone de PMU la barra } i \end{cases}$$

w_i es el costo de la PMU instalada en la barra i .

$f(X)$ es la función vector cuyas entradas son diferentes de cero si corresponden a una barra cuyo valor de voltaje puede ser resuelto por la medición dada y cero en otro caso.

$\hat{\mathbf{1}}$ es un vector cuyas entradas son todas 1.

El producto interno del vector de la variable de decisión y el vector de costos representa los costos totales de instalación de las PMUs. Las funciones de restricción garantizan la observabilidad completa del sistema de potencia y la optimización del costo de instalación de las PMUs [3].

4. ANÁLISIS DE CONTINGENCIA EN UN SEP

Una contingencia es considerada la salida no programada de un elemento del SEP: generador, barra, transformador, línea de transmisión, entre otros; y su efecto es monitoreado con límites específicos de seguridad. El objetivo de la operación del sistema es mantener los flujos de potencia, especialmente de las líneas de transmisión y transformadores y los voltajes en las barras dentro de límites aceptables a pesar de los cambios en la demanda o los recursos disponibles.

El analizar todas las contingencias de posible ocurrencia en un Sistema Eléctrico de Potencia es un proceso extenso; por esto se hace necesario reducir las contingencias a ser estudiadas. Usualmente, la selección de contingencias a ser analizadas está definida por las todas las fallas simples, las fallas con mayor probabilidad de ocurrencia y las fallas con mayor impacto. Determinada la lista de fallas a ser analizadas, corresponde la resolución de un flujo de carga para cada una de ellas con el objetivo de determinar el estado operativo postcontingencia.

El inconveniente del criterio de selección antes descrito, es que en determinadas condiciones de operación, las contingencias analizadas no necesariamente presentan consecuencias en el sistema. Además, debido a las condiciones cambiantes de generación, demanda y la topología de la red se pueden presentar nuevas contingencias de magnitud considerable, las cuales no han sido contempladas.

Posterior al análisis de las contingencias seleccionadas, es necesario su ordenamiento en función de las violaciones de voltaje o las potenciales

sobrecargas en elementos respecto al punto de operación precontingencia, para así determinar las de mayor severidad. Con este procedimiento se obtiene el denominado ranking estático de contingencias.

No obstante, el ranking de contingencias podría cambiar debido a las no linealidades del sistema cuando el SEP se encuentra operando cerca de sus límites de seguridad; y determinadas contingencias podrían conducir al sistema a experimentar problemas de estabilidad o incluso su colapso por voltaje.

Esto justifica la necesidad de añadir aspectos de estabilidad de voltaje dentro del análisis de contingencias. Esta modificación en el análisis de contingencias permite encontrar las contingencias críticas en función del margen de estabilidad de voltaje del sistema.

La estabilidad de voltaje se ha convertido en un aspecto importante del análisis de sistemas de potencia. Los cambios en las condiciones de operación debido al incremento de demanda y la falta de la correspondiente expansión en generación y transmisión han llevado a los sistemas a operar cerca de sus límites de estabilidad de voltaje. El problema de inestabilidad y colapso de voltaje ocurren principalmente en sistemas altamente cargados. Esto es asociado usualmente al no adecuado soporte de potencia reactiva.

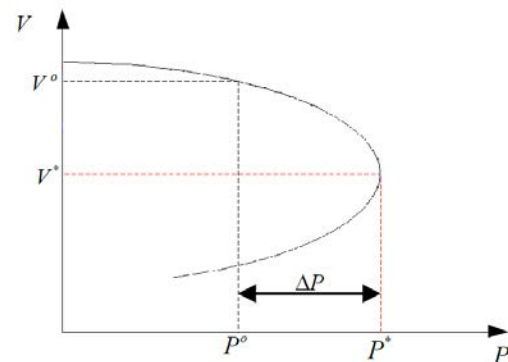


Figura 3: Curva PV y Límites de Estabilidad de Voltaje

La Fig. 3 muestra una curva PV con sus respectivos límites de estabilidad de voltaje. Considerando que un sistema opera con una demanda P_0 y una magnitud de voltaje V_0 ; en este caso la máxima carga para mantener una operación estable es P^* y el margen de cargabilidad es ΔP . Un pequeño incremento en la carga más allá de P^* conduce al sistema a experimentar problemas de estabilidad de voltaje e incluso al colapso de voltaje [6].

Este escenario justifica la necesidad de añadir aspectos de estabilidad de voltaje en el análisis de contingencias, con el objetivo de definir las contingencias con mayor impacto en el margen de cargabilidad del sistema. El punto de máxima cargabilidad y consecuentemente el margen de cargabilidad pueden ser calculados con exactitud con el método de continuación. Sin embargo, este método exige intenso esfuerzo computacional.

El desafío que se plantea es desarrollar un criterio de clasificación que refleje apropiadamente el estado del sistema después de la ocurrencia de contingencias. Los métodos para este análisis deben ser simples, eficientes desde el punto de vista computacional y principalmente presentar un significado físico claro y comprensible.

5. ÍNDICES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SEP

Los estudios de estabilidad de voltaje han sido analizados bajo diferentes enfoques de manera tal que se pueden clasificar en análisis estático y análisis dinámico. Los métodos para análisis estático de estabilidad de voltaje dependen principalmente del modelo en estado estacionario, tales como un flujo de carga o una linealización del modelo dinámico descrito por la operación en estado estable. El análisis dinámico implica el uso de un modelo caracterizado por las diferentes ecuaciones algebraicas y diferenciales no lineales del sistema, las cuales incluyen la dinámica de generadores, transformadores con cambio de tap, entre otras; a través de simulaciones de estabilidad transitoria. [1]

Aunque de manera general los estudios de estabilidad requieren un modelo dinámico del sistema de potencia, en el presente proyecto el análisis de voltaje ha sido planteado mediante técnicas de estado estático.

Conocer con exactitud la cercanía del punto actual de operación del sistema del límite de estabilidad de voltaje es significativo para la operación. Por lo tanto, encontrar un índice de estabilidad de voltaje se ha convertido en una tarea importante para muchos estudios de estabilidad; ya que los índices proporcionan información confiable sobre la proximidad a la inestabilidad de voltaje en un sistema de potencia. [5]

A continuación, se enumeran y describen brevemente diferentes métodos para el análisis de estabilidad de voltaje; tomado de la referencia [5]:

- Curvas PV y QV

Las curvas PV son el método más utilizado para predecir la seguridad de voltaje. Se utilizan para determinar el margen de cargabilidad de un sistema. La carga del sistema se incrementa gradualmente y en cada incremento es necesario recalcular flujos de potencia hasta alcanzar la nariz de la curva PV. El margen entre el punto de colapso de voltaje y el punto actual de operación es usado como criterio de estabilidad de voltaje.

Con las curvas QV es posible conocer cuál es la máxima potencia reactiva que se puede añadir al nodo más débil del sistema para alcanzar el voltaje mínimo límite. El margen de potencia reactiva es la distancia en MVAR desde el punto de operación a la parte inferior de la curva QV.

- Índice L

Índice de estabilidad de voltaje basado en la solución de las ecuaciones del flujo de potencia. El índice L es una medida cuantitativa para la estimación de la distancia del estado actual del sistema al límite de estabilidad. Este índice describe la estabilidad del sistema eléctrico y varía en entre 0 (condición sin carga) y 1 (colapso de voltaje).

- Índice V/V0

Partiendo de los valores de voltaje en las barras (V), conocidos a partir de un flujo de carga o estudios de estimación de estado, nuevos voltajes (V0) en las barras se obtienen resolviendo un flujo de carga para el sistema en un estado idéntico, pero con todas las cargas con valor de cero. La relación V/V0 en cada nodo produce un mapa de la estabilidad de voltaje del sistema de potencia.

- Análisis modal

Método que calcula los más pequeños valores propios y los vectores propios asociados de la matriz Jacobiana reducida del sistema de potencia, basado en el modelo del sistema en estado estable. Los valores propios están asociados con un modo de voltaje y la variación de potencia reactiva. Si todos los valores propios son positivos el sistema es considerado estable en voltaje. Si uno de los valores propios es negativo, el sistema es considerado inestable en voltaje. Un valor propio de cero en la matriz Jacobiana reducida significa que el sistema está en el borde de la inestabilidad de voltaje.

- Índice de Estabilidad de línea Lmn

Índice de estabilidad de línea basado en el concepto de transmisión de potencia en una línea simple, en la cual el discriminante de la ecuación cuadrática de voltaje se ajusta para que sea mayor o igual a cero para alcanzar la estabilidad. Si el discriminante es menor que cero, las raíces serán imaginarias; lo cual significa inestabilidad en el sistema. Las líneas que presenten valores de Lmn, indica que dichas líneas están cerca a sus puntos de inestabilidad. Para mantener una condición segura, el índice Lmn debe ser inferior a 1.

- Índice rápido de Estabilidad de voltaje FVSI

El Índice rápido de Estabilidad de voltaje (Fast Voltage Stability Index) está basado en un concepto de flujo de potencia a través de una línea simple. La línea con el valor más cercano a uno será la línea crítica de un nodo y puede conducir a la inestabilidad de todo el sistema. El índice FVSI se puede utilizar para determinar el nodo más débil del sistema lo cual está basado en la carga máxima permitida en un nodo de carga. El nodo más vulnerable en el sistema corresponde al nodo con la menor carga permisible.

- Índice de Estabilidad de línea LQP

Utiliza el mismo concepto del índice Lmm, en el cual el discriminante de la ecuación cuadrática de

voltaje se ajusta para que sea mayor o igual a cero para alcanzar la estabilidad. Cuando el valor del índice LQP es menor a uno, el sistema será estable.

- Índice de Predicción de colapso de voltaje VCPI

El índice de Predicción de Colapso de Voltaje VCPI (Voltage Collapse Prediction Index) Investiga la estabilidad de cada línea del sistema y se basa en el concepto de máxima transferencia de potencia activa y reactiva a través de una línea, obtenido de flujos de potencia convencionales. El VCPI varía del valor 0 (condición sin carga) hasta el valor 1 (colapso de voltaje).

6. ÍNDICE DE SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA

Este método fue desarrollado a partir de índices basados en generación de potencia reactiva. El índice de soporte de potencia reactiva se fundamenta en la definición de un índice de severidad para una contingencia, el cual se interpreta como la cantidad adicional de generación de potencia reactiva que se requiere para llevar la nariz de la curva QV (Q eje horizontal) del caso base (sin contingencias) a la nariz de la curva QV con contingencia como se aprecia en la Fig. 4. Para establecer los requerimientos de potencia reactiva se eliminan los límites de generación de Q de las fuentes dinámicas disponibles en el sistema. [6] [7]

El índice RSI propuesto se calcula de la siguiente manera:

- Obtener la solución de flujos de potencia de un caso base.
- Implementar la contingencia.
- Resolver con la contingencia con límites de generación de Q eliminados.
- Calcular el índice RSI:

$$RSI_i = \sum_{j=1}^n [m_j (Q_j^{cr} - Q_{ji}^{cr})] \quad (6)$$

Donde se tiene que:

- Q_j^{cr} Q_{ji}^{cr} son las inyecciones de potencia reactiva en los casos de pre-contingencia y post-contingencia, respectivamente; asumiendo las n fuentes dinámicas de potencia reactiva sin límites.
- m_j es un factor de peso asociado a cada fuente que puede ser el inverso de la capacidad de generación reactiva de cada fuente

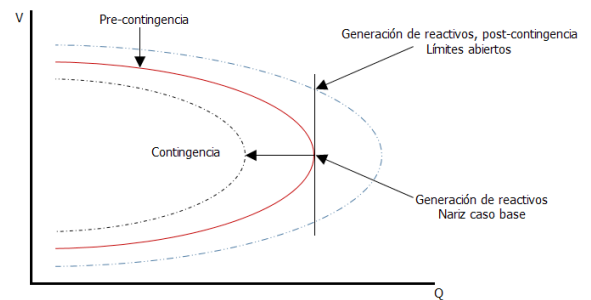


Figura 4: Índice RSI

7. RANKING DE CONTINGENCIAS CON RSI

Para el presente análisis en el sistema eléctrico ecuatoriano se ha determinado que el Índice de Soporte de Potencia Reactiva RSI (Reactive Support Index) es el que mejor se ajusta a los objetivos de la investigación, tomando en cuenta las siguientes justificaciones:

- Presenta resultados válidos cuando el caso precontingencia ha alcanzado los límites máximos de potencia reactiva; lo cual es una característica recurrente del S.N.I.: la operación con márgenes mínimos de reactivos.
- Presenta un significado físico, lógico y comprensible ya que su resultado se interpreta como la cantidad adicional de potencia reactiva que se requiere para llevar la nariz de la curva QV del caso precontingencia a la nariz de la curva QV postcontingencia.

Para el cálculo del índice RSI se procede como se detalla a continuación:

- 1) Obtención de una solución de un flujo de carga precontingencia
- 2) Implementar la contingencia con límites de reactivos Q eliminados.
- 3) Evaluar el índice RSI.

Para la simulación de contingencias se hace uso del software de flujos de potencia PowerFactory; en el cual utilizando su lenguaje de programación DigSilent Programming Language – DPL se automatizó el cálculo de contingencias para fallas simples y dobles.

En la Fig. 5 se presenta el diagrama unifilar del sistema en estudio.

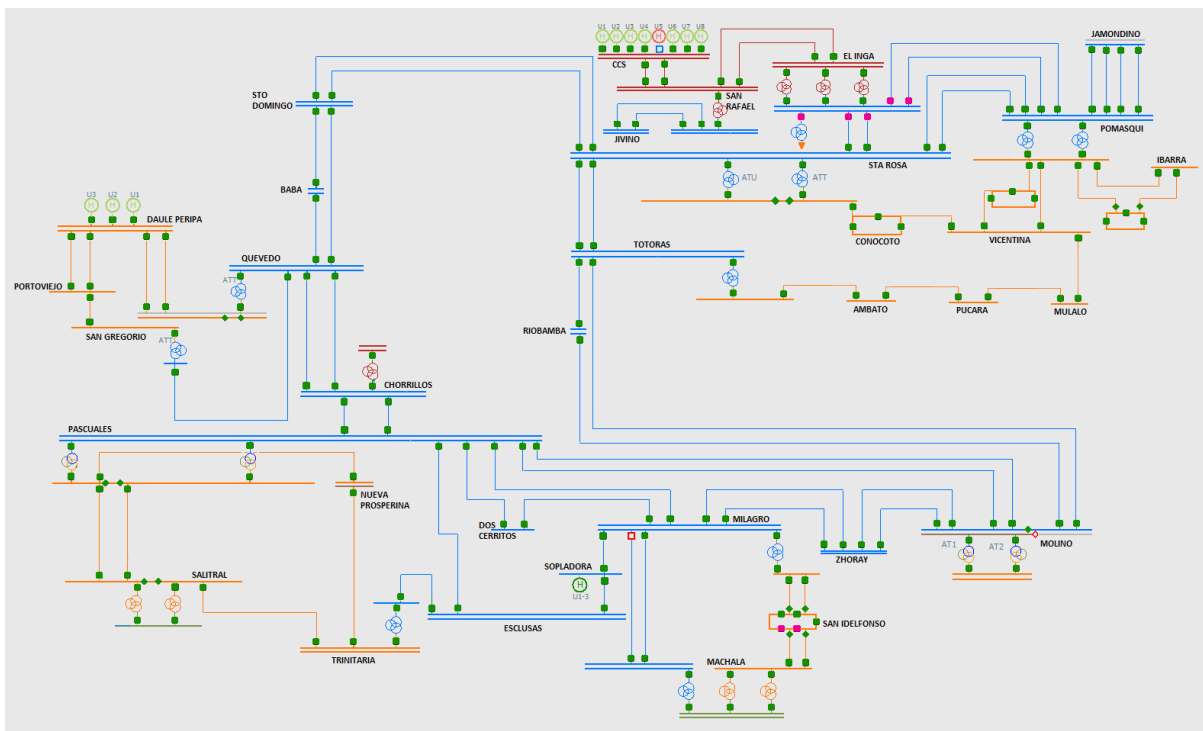


Figura 5: Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico en Estudio

7.1. Casos de Estudio

El sistema eléctrico ecuatoriano en función de la hidrología presenta dos escenarios energéticos bien diferenciados:

7.1.1 Escenario de alta hidrología

Caracterizado por altos caudales de ingreso en los embalses de las centrales Paute y Mazar; con su generación maximizada durante todos los períodos. Alta cargabilidad de las líneas de transmisión que evacúan la generación del complejo Paute - Mazar. Bajos voltajes en el sistema debido a las altas transferencias, siendo necesario el ingreso de generación por control de voltaje.

7.1.2 Escenario de baja hidrología

Caracterizado por bajos caudales de ingreso en los embalses de las centrales Paute y Mazar, con generación controlada en función de cuotas energéticas. No se presentan altas cargabilidades en líneas de transmisión. Considerando el ingreso de generación térmica en todo el sistema no se presentan problemas de bajos voltajes.

7.2. Períodos de Análisis

Los períodos de análisis son particulares de cada sistema eléctrico de potencia y van asociados en función de su respectiva curva de carga. En la Fig. 6 se aprecia la curva de demanda para un día típico laborable en el sistema eléctrico ecuatoriano.



Figura 6: Curva de Demanda Día Laborable S.N.I

En demanda punta se analiza el período P19 que corresponde a la carga máxima diaria del sistema. De manera similar, en demanda media se analiza su período de mayor demanda lo cual corresponde al período P12; mientras que para demanda base se analiza el período con la más baja carga del día lo cual corresponde al período P3.

7.3. Contingencias

Para las contingencias simples, se analizaron todas las posibles fallas de elementos del sistema de transmisión con excepción de elementos radiales, sean estos transformadores o líneas de transmisión; ya que, el disparo de los mismos produce la desconexión de carga o una posible formación de un subsistema eléctrico aislado en función de las unidades que tengan capacidad de control de frecuencia en la zona y del balance generación/carga.

Para el caso de contingencias dobles, se analizaron todas las posibles fallas de líneas de transmisión en

paralelo, cuyos circuitos comparten el recorrido en las mismas torres de transmisión. Se exceptuaron las fallas en circuitos dobles cuya consecuencia es la posible formación de islas eléctricas o el colapso total de la zona.

A continuación, se muestran los resultados del Índice de Soporte de Potencia Reactiva normalizado, en los distintos periodos de demanda y por escenarios hidrológicos.

Tabla 1: RSI Demanda Mínima – Baja Hidrología

No.	CONTINGENCIA	RSI normalizado
1	L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	1,0000
2	L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	0,9856
3	L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 kV	0,9496
4	L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	0,8954
5	L/T Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	0,5862
6	L/T Molino - Pascuales 230 kV	0,4038
7	L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	0,3983
8	L/T Pomasqui - Ibarra	0,3319
9	L/T Milagro - Zhoray 230 kV	0,3249
10	L/T Molino - Totoras 230 kV	0,2973

Tabla 2: RSI Demanda Media – Baja Hidrología

No.	CONTINGENCIA	RSI normalizado
1	L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	1,0000
2	L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	1,0000
3	L/T Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	1,0000
4	L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	1,0000
5	L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 kV	1,0000
6	L/T Milagro - Zhoray 230 kV	1,0000
7	L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	0,9319
8	L/T Molino - Pascuales 230 kV	0,9171
9	L/T Molino - Riobamba 230 kV	0,8510
10	L/T Molino - Totoras 230 kV	0,8000

Tabla 3: RSI Demanda Máxima– Baja Hidrología

No.	CONTINGENCIA	RSI normalizado
1	L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	1,0000
2	L/T Molino-Riobamba + Totoras 230 kV	1,0000
3	L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 Kv	1,0000
4	L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	1,0000
5	C1 Sta Rosa - Totoras 230 kV	1,0000
6	L/T Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	1,0000
7	L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	0,5430
8	L/T Milagro - Zhoray 230 kV	0,4111
9	L/T Molino - Pascuales 230 kV	0,3441
10	L/T Sta Rosa - Pomasqui 230 kV	0,2945

Tabla 4: RSI Demanda Mínima – Alta Hidrología

No.	CONTINGENCIA	RSI normalizado
1	L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	1,0000
2	L/T Milagro - Zhoray 230 kV	1,0000
3	L/T Molino - Pascuales 230 kV	0,8323
4	L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	0,7301
5	L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	0,5504
6	L/T Molino - Zhoray 230 kV	0,3547
7	C1 Sta Rosa - Totoras 230 kV	0,3482
8	C1 Molino - Pascuales 230 kV	0,3039
9	C1 Milagro - Zhoray 230 kV	0,2681
10	L/T Pomasqui - Ibarra	0,2059

Tabla 5: RSI Demanda Media – Alta Hidrología

No.	CONTINGENCIA	RSI normalizado
1	L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	1,0000
2	L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	1,0000
3	L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 kV	1,0000
4	L/T Milagro - Zhoray 230 kV	1,0000
5	L/T Molino - Pascuales 230 kV	0,7320
6	L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	0,6864
7	C1 Sta Rosa - Totoras 230 kV	0,4028
8	L/T Molino - Zhoray 230 kV	0,3806
9	C1 Molino - Pascuales 230 kV	0,2547
10	ATQ ATR Salitral 138/69 kV	0,2512

Tabla 6: RSI Demanda Máxima– Alta Hidrología

No.	CONTINGENCIA	RSI normalizado
1	L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	1,0000
2	L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	1,0000
3	L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 kV	1,0000
4	L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	1,0000
5	L/T Milagro - Zhoray 230 kV	1,0000
6	L/T Molino - Pascuales 230 kV	0,8077
7	L/T Molino - Zhoray 230 kV	0,6184
8	C1 Sta Rosa - Totoras 230 kV	0,5086
9	L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	0,4803
10	L/T San Idelfonso - Machala	0,4189

No se analizaron disparos de centrales de generación; ya que, a pesar de la gravedad que conlleva dicho evento, su indisponibilidad no afecta la observabilidad topológica del sistema.

8. UBICACIÓN DE PMUs EN EL S.N.I.

El algoritmo de ubicación de PMUs usando ILP, conforme a lo detallado en el numeral 3.2, considera para las restricciones de observabilidad una topología completa del sistema. Sin embargo, la presencia de fallas en el sistema de transmisión produce una modificación de dichas restricciones; por ese causal se hace necesario determinar la ubicación de PMUs en estado prefalla y posteriormente evaluar nuevamente la ubicación de PMUs ante la ocurrencia de contingencias. La Fig. 7 muestra el diagrama del flujo del algoritmo ILP para ubicación de unidades de medición fasorial incorporando la simulación de contingencias:

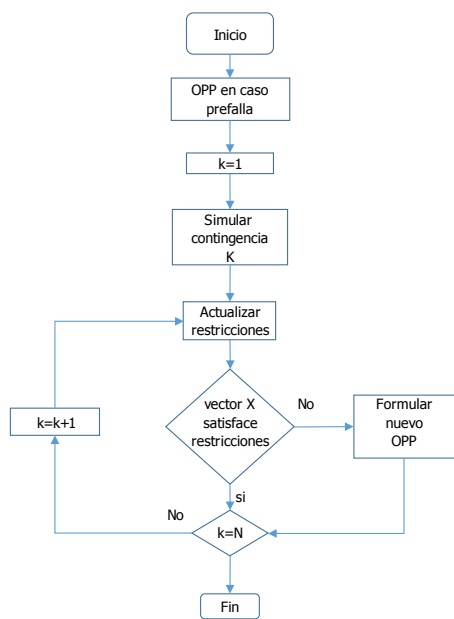


Figura 7: Diagrama de flujo algoritmo ILP

Con el objetivo de minimizar el número de PMUs en el S.N.I. y hacer observable cada barra del sistema es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. No es aconsejable la instalación de PMUs en zonas radiales.
2. No es aconsejable realizar la instalación en barras de bajo voltaje a nivel de puntos de entrega.
3. Es necesario estructurar una topología simplificada del sistema.
4. Se asume que los PMUs a ser instalados en una subestación tienen el suficiente número de canales para medición de las corrientes de todas las posiciones de la subestación.

Para la determinación del número de PMUs y su ubicación en el S.N.I. se programó en MATLAB el algoritmo de Programación Lineal Entera enfocada a problemas binarios. Las restricciones de observabilidad, que representan la topología de la red (a través de la matriz admitancia de barra), están

elaboradas en una matriz en Excel, por facilidad de representación gráfica, la cual es evaluada desde MATLAB.

Las contingencias más críticas en los diferentes escenarios hidrológicos y de demanda son las siguientes:

- 1) L/T Santa Rosa – Totoras 230 kV
- 2) L/T Milagro – Zhoray 230 kV
- 3) L/T Molino – Pascuales 230 kV
- 4) L/T Santa Rosa – Santo Domingo 230 kV
- 5) L/T Molino – Totoras + Molino – Riobamba 230 kV
- 6) L/T Santo Domingo – Baba + Santo Domingo - Quevedo 230 kV
- 7) L/T Quevedo – Baba + Baba-Santo Domingo 230 kV

Las contingencias anteriores son fallas de circuitos dobles y se encuentran asociadas al anillo troncal del sistema de 230 kV. Adicionalmente se han simulado las siguientes contingencias:

- 1) L/T Quevedo – San Gregorio 230 kV
- 2) L/T Milagro – Esclusas 230 kV

Evaluando en MATLAB la simulación de 9 contingencias se presentan los siguientes resultados:

- Número de PMUs: 14
- Ubicación

Tabla 7: Ubicación de PMUs en el S.N.I. en la Condición Post-Contingencias

Nro	Subestación	Voltaje
1	Santo Domingo	230 kV
2	Baba	230 kV
3	Trinitaria	230 kV
4	Milagro	230 kV
5	Molino	230 kV
6	Totoras	230 kV
7	Pomasqui	230 kV
8	Ibarra	138 kV
9	Quevedo	138 kV
10	San Gregorio	138 kV
11	Salitral	138 kV
12	Machala	138 kV
13	Pucará	138 kV
14	Conocoto	138 kV

9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las contingencias que presentan problemas de convergencia se sitúan en los periodos de demanda media y máxima en los dos escenarios hidrológicos, y están asociadas a las líneas Santa Rosa – Totoras 230 kV, Molino – Riobamba 230 kV + Molino – Totoras 230 kV, y Quevedo – Santo Domingo – Baba 230 kV.

En el escenario de hidrología alta, después de las contingencias que no presentan convergencia; las fallas que presentan el más alto RSI están asociadas a las líneas Milagro – Zhoray 230 kV y Molino – Pascuales 230 kV. Esto se origina por los altos flujos que se transportan desde las centrales Paute – Mazar hacia la zona de Pascuales. De esta forma se ha logrado demostrar la efectividad y coherencia del indicador RSI en el S.N.I.

Cuando la contingencia implica desconexión de una zona o subestación conformada por generación/demanda con predominio de la carga se presenta un índice RSI normalizado negativo, tal es el caso del disparo de los autotransformadores de la subestación Salitral en demanda mínima en el escenario baja hidrología.

Se verificó las ventajas del método aplicado al S.N.I., dado que, en el estado del sistema precontingencia se tienen modeladas 40 subestaciones, sin embargo, se requieren únicamente 12 unidades de medición fasorial para garantizar la observabilidad del sistema. En el caso postcontingencias se simularon las 7 fallas de mayor gravedad y se añadieron 2 fallas que presentan consecuencias significativas, y en este caso únicamente se requieren 14 unidades de medición fasorial para garantizar la observabilidad del sistema. Es necesario hacer énfasis que se asume que los PMUs a ser instalados tienen un número suficiente de canales.

La presencia de contingencias cambia la disposición en el sistema de las unidades de medición fasorial respecto a la ubicación en estado estable. Sin embargo, el número de PMUs requeridos en el escenario postfallas no aumenta considerablemente. Para el caso de análisis únicamente fue necesaria la incorporación de dos PMUs adicionales.

La ubicación de PMUs según el algoritmo de Programación Entera Mixta para observabilidad del sistema no necesariamente sitúa unidades de medición fasorial en barras representativas del sistema, como es el caso de la subestación Pascuales que es una de las más grandes y críticas para la operación del S.N.I.

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se verificó que la utilización de un algoritmo de optimización basado en programación lineal entera permitió determinar el número óptimo y la ubicación de Unidades de Medición Fasorial que deberían ser instaladas en el S.N.I. en función de un Análisis de Contingencias basado en criterios de Estabilidad de

Voltaje, para garantizar su observabilidad luego de la ocurrencia de las fallas de mayor impacto en el sistema eléctrico ecuatoriano. La utilidad de este algoritmo se hace más visible considerando los planes de expansión de los sistemas de transmisión y generación.

Para determinar el número de unidades fasoriales requeridas para visualización de un sistema de potencia no presenta beneficios la simulación de barras de bajo voltaje (puntos de entrega) e instalaciones radiales; por lo tanto, deben ser aisladas de la modelación en el algoritmo de optimización.

Actualmente en el sistema eléctrico ecuatoriano las contingencias más severas constituyen el disparo de las líneas de doble circuito del anillo troncal de 230 kV. Esta situación deberá ser reevaluada cuando esté completo el sistema de 500 kV.

Un tema futuro de investigación constituye analizar si la ubicación de unidades de medición fasorial determinada en el presente proyecto puede ser empleada para diferentes aplicaciones de PMUs por ejemplo Estimación de Estado, Protecciones adaptivas, Estabilidad de voltaje, entre otras.

AGRADECIMIENTOS

A Klever Villacrés (1969-2016).

Luis Eduardo Armas

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. Arias; “Índice de detección de problemas de estabilidad de tensión en base a WAMS”; Director: Luis Vargas; Tesis de maestría; Universidad de Chile; Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas; Departamento de Ingeniería Eléctrica; Santiago de Chile; 2012.
- [2] N. M. Manousakis, G. N. Korres, P. S. Georgilakis, “Taxonomy of PMU Placement Methodologies”; IEEE Transactions On Power Systems, vol. 27, Nro. 2, mayo 2012.
- [3] B. Xu, A. Abur, Texas A&M University; “Optimal Placement of Phasor Measurements Units for State Estimation. Final Project Report”; PSERC Publication, Octubre 2005.
- [4] R. Sodhi, S. C. Srivastava, S. N. Singh, “Optimal PMU Placement to Ensure System Observability under Contingencies”, Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE.
- [5] C. Reis; M. Barbosa; “A Comparison of Voltage Stability Indices”; IEEE MELECON 2006, May 16-19, Benalmádena (Málaga), España.
- [6] M. Rios, C. Zapata, O. Gómez, J. Sánchez; “Índices de estabilidad de voltaje en definición de “ranking” de contingencias; Scientia Et Technica; Universidad Tecnológica de Pereira; Colombia; 2008.

- [7] E. Vaahedi, C. Fuchs, W. Xu, Y. Mansour, H. Hamadanizadeh, G.K. Morison, "Voltage Stability Contingency Screening and Ranking", IEEE Trans. On Power Systems, vol. 14, no. 1, pp. 256-265, febrero 1999.
- [8] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, IEEE Std C37.118.1- 2011.



Luis Eduardo Armas.- Nació en Quito en 1980. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2005 y de Máster en Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en el 2016. Actualmente se desempeña como Supervisor en

el Centro de Operaciones del Operador Nacional de Electricidad CENACE. Sus campos de investigación están relacionados a la Operación y Restablecimiento de SEP en condiciones de emergencia.



Andrés Narváez.- Nació en Montufar en 1977. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000 y de Máster en Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en el 2009. Sus campos de investigación

están relacionados con el Control Automático de Generación, Redes Inteligentes, Sistemas de Monitoreo de Área Extendida, Aplicaciones de Análisis de Red y SCADA/EMS.