

## Definición de Estudios Eléctricos para Determinar la Ubicación de Unidades de Medición Sincrofasorial en Sistemas Eléctricos de Potencia

J. Báez<sup>1</sup> S. Ordóñez<sup>1</sup> J. Cepeda<sup>2</sup> P. Verdugo<sup>2</sup> F. Quilumba<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Escuela Politécnica Nacional, EPN

E-mail: jbaezcor@gmail.com; santiago.ordonez@epn.edu.ec; franklin.quilumba@epn.edu.ec

<sup>2</sup>Operador Nacional de Electricidad - CENACE

E-mail: jcepeda@cenace.org.ec; pverdugo@cenace.org.ec

### Resumen

En el presente trabajo se establece una metodología para determinar la ubicación idónea de Unidades de Medición Fasorial (PMUs, por sus siglas en inglés), sobre la base de potenciar su uso para monitorear diferentes fenómenos eléctricos. Con este objetivo, se especifican los estudios eléctricos que deben realizarse en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) para definir los límites de seguridad que permitan mantener una operación confiable y estable del sistema, considerando criterios de observabilidad estática y dinámica, los cuales facilitan la identificación de elementos de alta relevancia operativa para el sistema, tanto en condiciones normales de operación como ante posibles condiciones de estrés potencialmente peligrosas para el SEP, los cuales deberían ser monitoreados en tiempo real. De esta forma, se especifican aquellas barras del sistema idóneas para ubicar PMUs que permitan monitorear los siguientes fenómenos eléctricos: i) observabilidad estática (estimación de estado), ii) estabilidad estática de ángulo (diferencia angular), iii) estabilidad de voltaje de corredores de transmisión; y, iv) estabilidad oscilatoria (observabilidad dinámica). La metodología es aplicada al sistema de prueba IEEE New England de 39 barras, y los resultados muestran las bondades de la propuesta.

**Palabras clave**— Ubicación Óptima de PMUs, Observabilidad estática, Observabilidad dinámica, PMUs, SEP, Estabilidad de Voltaje, Estabilidad Estática de Ángulo, Estabilidad Oscilatoria.

### Abstract

A methodology for the suitable placement of Phasor Measurement Units (PMUs) is presented in this paper with the aim of exploiting their usage for monitoring different electric phenomena. With this purpose, the methodology defines the studies that should be performed in an Electric Power System (SEP by its acronym in Spanish) in order to define security limits to allow a reliable and stable operation of the power system, taking into account static and dynamic observability criteria, which allow identifying elements with a high operative relevance to the system during a normal operation stage and also in the face of potentially hazardous stress conditions for the SEP, which should be monitored in real time. Thus, the suitable system buses for installing PMUs are identified in order to monitor the following phenomena: i) steady-state observability, ii) steady-state angle stability (angle difference), iii) voltage stability of transmission corridors; and, iv) oscillatory stability (dynamic observability). The proposal is applied to the IEEE 39-bus test system and the results show the benefits of the proposal.

**Index terms**— PMU Optimal Placement, Static Observability, Dynamic Observability, PMUs, SEP, Voltage Stability, Steady-state Angle Stability, Oscillatory Stability.

Recibido: 08-09-2016, Aprobado tras revisión: 09-12-2016

Forma sugerida de citación: Báez J.; Ordóñez S.; Cepeda, J.; Verdugo, P.; Quilumba, F. (2017). "Definición de Estudios Eléctricos para Determinar la Ubicación de Unidades de Medición Sincrofasorial en Sistemas Eléctricos de Potencia". Revista Técnica "energía". No. 13, Pp. 127-138  
ISSN 1390-5074.

## 1. INTRODUCCIÓN

El ingreso de nuevas instalaciones de generación, transmisión y distribución, y el crecimiento continuo en el consumo de energía eléctrica están ocasionando que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs) sean operados cada vez más cerca de sus límites de seguridad, por lo cual resulta una necesidad garantizar una operación segura y confiable, independientemente del estado operativo en el que se encuentre el sistema. Esto ha motivado el uso y desarrollo de nuevas tecnologías para mejorar el monitoreo de la operación de los SEPs [1].

En la actualidad, uno de los dispositivos que han adquirido importancia estratégica para el monitoreo y control de los SEPs son las Unidades de Medición Fasorial (PMUs, por sus siglas en inglés). Estos dispositivos calculan (o estiman) fasores de corriente y voltaje de la red eléctrica, a partir de los registros analógicos de las señales de corriente y voltaje ac, garantizando la sincronización de estas mediciones y una adquisición de datos con una tasa de muestreo que permite visualizar, en tiempo real, el comportamiento dinámico del sistema (tasas de actualización de un ciclo de la frecuencia industrial). De esta forma, las PMUs permiten evaluar la estabilidad de los SEPs en estado estacionario y dinámico, siendo esto parte integral de un Sistema de Monitoreo de Área Extendida (WAMS, por sus siglas en inglés) [1]. Los Sistemas de Monitoreo de Área Extendida son redes informáticas que se encuentran ubicadas sobre un área geográfica amplia y permiten gestionar las mediciones de un SEP. Su función está orientada a la interconexión de redes o equipos terminales que se encuentran ubicados a grandes distancias entre sí. Para ello los WAMS cuentan con una infraestructura basada en nodos de conmutación que llevan a cabo la interconexión de dichos elementos, por los cuales fluye, de manera apreciable, información continuamente [1].

Un aspecto fundamental en los sistemas WAMS es enfocar el monitoreo en los puntos críticos del SEP, con el propósito de viabilizar análisis estáticos y dinámicos adecuados. En este sentido, una adecuada selección de los sitios de monitoreo donde las PMUs deberán ser instaladas (o en donde las variables eléctricas deberán ser monitoreadas) es necesaria para eficazmente realizar el procesamiento en tiempo real de enormes cantidades de datos. A este respecto, varias propuestas metodológicas han sido plasmadas con el propósito de ubicar PMUs en los SEP [2]. Así, la minimización del número de PMUs que aseguren una adecuada observabilidad estática (para aplicaciones del estimador de estado y que fue llamada “ubicación óptima de PMUs” OPP, por sus siglas en inglés) fue

posiblemente la primer propuesta [1]. Sin embargo, este enfoque pierde de vista el propósito principal de las PMUs y los sistemas WAMS que es viabilizar el monitoreo de fenómenos dinámicos. En tal sentido, otras propuestas han enfrentado el problema con el objetivo de asegurar un monitoreo dinámico. En [3] el problema es resuelto a través de un análisis de coherencia basado en perturbaciones en combinación con agrupamiento difuso (fuzzy). Por otro lado, un enfoque dinámico similar es enfrentado mediante teoría de grafos en [4] o y filtro de Kalman en [5]. Asimismo, un enfoque híbrido para determinar las ubicaciones adecuadas de las PMUs con el objetivo de garantizar la apropiada observabilidad de los fenómenos dinámicos rápidos y lentos que se proponen evaluar en tiempo real es presentada en [2]. Este método está basado en un análisis probabilístico que permite garantizar la observabilidad de los fenómenos dinámicos rápidos y lentos, con el fin de llevar a cabo una adecuada evaluación de la vulnerabilidad, en tiempo real.

A pesar que varios métodos de hecho analizan aspectos dinámicos, los actualmente propuestos se enfocan en ciertas premisas basadas sobre el interés particular de monitorear un determinado fenómeno y no contemplan las aplicaciones de monitoreo disponibles de un determinado software de análisis comercial (por ejemplo WAProtector que se usa en CENACE), por lo que se pierde de vista la aplicabilidad práctica. Con esta perspectiva, el NASPI (North American SynchroPhasor Initiative) presentó una guía para ubicar PMUs considerando su aplicación para monitorear diferentes fenómenos dinámicos [6]. Esta guía presenta una serie de recomendaciones para seleccionar los puntos críticos del sistema que sean de interés para su monitoreo.

Sobre la base de las recomendaciones realizadas por el NASPI, el presente trabajo propone una metodología práctica para determinar la ubicación idónea de PMUs en SEPs que considera diferentes fenómenos eléctricos y que potencia las aplicaciones de monitoreo provistas por WAProtector.

Para esto, en primera instancia, es necesario analizar el costo/beneficio de la instalación de cada PMU (aspecto que se pretende minimizar en el OPP), pues el costo del comisionamiento puede oscilar entre 10.000 y 20.000 dólares [1] dependiendo de las características de cada unidad, mientras que los beneficios al incrementar considerablemente la seguridad de un sistema de potencia, a través de la supervisión del comportamiento estático y dinámico del mismo, puede resultar más representativo (por lo que justamente el OPP no es la alternativa más adecuada). Por tal razón, se considera conveniente

contar con una mayor cantidad de PMUs con el fin de lograr una observabilidad completa del sistema; sin embargo, es necesario también tomar en cuenta la cantidad de información que se obtiene de cada PMU, siendo la capacidad de almacenamiento uno de los principales inconvenientes en el OPP.

En este sentido, para determinar la ubicación de las PMUs en un SEP, se propone identificar no solo los lugares de aseguren observabilidad estática (OPP) sino los lugares considerados como más relevantes dentro de la operación del sistema, utilizando criterios operativos, siguiendo las sugerencias del NASPI y potenciando el uso de las aplicaciones provistas por WAProtector Para ello, este trabajo define cuatro estudios con los cuales es factible identificar sectores de mayor vulnerabilidad en un sistema de potencia en condiciones normales de operación y ante la posible ocurrencia de contingencias, minimizando de esta forma el número de PMUs necesarias para garantizar la observabilidad estática y dinámica del SEP.

El resto del artículo está organizado de la siguiente forma: la sección 2 describe el marco teórico, la sección 3 presenta la metodología propuesta, la sección 4 muestra los resultados de las simulaciones, la sección 5 resume el procedimiento definido para ubicar PMUs y la sección 6 presenta las conclusiones del estudio.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. Observabilidad Estática (OPP Tradicional)

Dentro de la observabilidad estática se incluye el problema de OPP, cuya base radica en la determinación tanto del número mínimo necesario de PMUs como de su ubicación óptima, teniendo siempre en consideración la observabilidad de todo el SEP como una sola isla observable. Se han considerado para este fin criterios de programación lineal entera y criterios eléctricos estáticos de conectividad y observabilidad [1].

#### 2.1.1. Programación Lineal Entera

- **Número mínimo de PMUs:** El objetivo principal del problema de OPP es determinar un número mínimo necesario de PMUs y su ubicación óptima para asegurar la observabilidad completa del SEP. La función objetivo se describe a continuación, a través de la expresión notada en [7]:

$$FO = \text{Min} \left( \sum_{k=1}^{N_{bus}} S(k) \right) \quad (1)$$

$$s.t. A \cdot S \geq [1 \ 1 \ K \ 1]_{N_{bus} \times 1}^T \quad (2)$$

$$S(k) = \begin{cases} 1, & \text{si la barra } k \text{ es una barra con PMU} \\ 0, & \text{en otros casos} \end{cases} \quad (3)$$

$$A(i, j) = \begin{cases} 1, & \text{si } i=j \\ 1, & \text{si } i \text{ y } j \text{ están conectadas} \\ 0, & \text{en otros casos} \end{cases} \quad (4)$$

Donde:

*FO*: Función Objetivo

*S(k)*: Vector cuyo k-ésimo elemento representa la instalación de una PMU en la k-ésima barra

*A(i, j)*: Matriz de conectividad de barras

- **Mediciones redundantes:** El número de medidas redundantes de cada barra o el número de veces que es observada cada barra de manera directa o indirecta se define como mediciones redundantes; entonces, para asegurar la observabilidad completa del sistema de potencia, el número de mediciones redundantes para cada barra deber ser por lo menos uno (1), por lo tanto se puede definir una función objetivo como el máximo de mediciones redundantes en la red eléctrica [7].

- **Efecto de barras de inyección cero:**

- 1) Cuando existen barras que son incidentes a una barra de inyección cero observable, todas son observables excepto una. La barra inobservable puede ser observable al aplicar las Leyes de Corrientes de Kirchhoff (KCL, por sus siglas en inglés) a la barra de inyección cero.
- 2) Cuando las barras incidentes a una barra de inyección cero inobservable son observables, la barra de inyección cero puede ser observable al aplicar KCL a la barra de inyección cero.

Estas dos condiciones se pueden combinar para demostrar que tanto las barras de inyección cero como las barras incidentes o una barra simple pueden ser observables, haciendo las otras barras observables [7].

- **Restricción de contingencias:** Dentro de un sistema de potencia pueden ocurrir diferentes clases de contingencias, que podrían ocasionar problemas de inestabilidad en el sistema; entonces, es fundamental analizar la observabilidad del sistema bajo estas condiciones entre las cuales se incluye la pérdida de una línea de transmisión y falla de PMUs, para determinar el número mínimo necesario de PMUs y su ubicación [7].

## 2.2. Estabilidad de Voltaje

La estabilidad de voltaje es la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener voltajes aceptables en todas las barras del sistema a partir de una condición inicial de operación dada. La inestabilidad de voltaje está relacionada con un déficit de recursos de potencia reactiva en la red [8], [9]. La inestabilidad de voltaje puede ser ocasionada con la ocurrencia de perturbaciones, incrementos de carga o cambios en las condiciones operativas del sistema que provoquen un incremento o disminución de voltaje en algunas barras de manera progresiva, lo cual ocasionaría la actuación de las protecciones del sistema provocando desconexiones en cascada y pérdida de sincronismo en algunos generadores. En términos matemáticos, un sistema es estable en voltaje, si la sensibilidad V-Q es positiva para cada barra; es decir, si incrementos o decrementos de Q ocasionan también incrementos y decrementos de V, respectivamente, y es inestable si la sensibilidad V-Q es negativa al menos en una barra del sistema [10], [11].

Cuando el sistema no es capaz de mantener un equilibrio en los voltajes de las diferentes barras del SEP luego de una perturbación, se produce una fuerte depresión de voltaje en gran parte del sistema o, en el peor de los casos, un apagón general. La inestabilidad puede venir asociada también a sobrevoltajes producidos por las características capacitivas de la red o por la utilización de limitadores de corriente de excitación de los generadores sincrónicos. Dentro de los posibles resultados de la inestabilidad de voltaje se incluyen la salida de servicio de líneas de transmisión y de elementos de los sistemas de protección, y la pérdida de carga en un área [10], [11].

Las herramientas más utilizadas para analizar la estabilidad de voltaje en los sistemas eléctricos de potencia son las curvas de Potencia-Voltaje (P-V). Como se muestra en la Figura 1 el método del equivalente de Thévenin permite estimar, en tiempo real, la curva P-V de líneas de transmisión en cuyas barras de envío y recepción se encuentran instaladas PMUs [10], [11], [9].

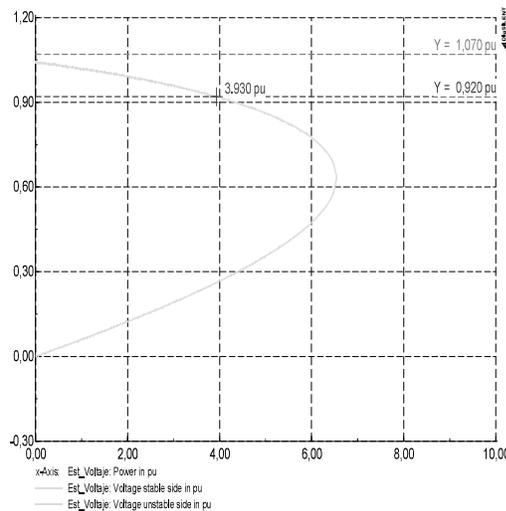


Figura 1: Curva P-V de una línea de transmisión

## 2.3. Estabilidad Estática de Ángulo

La estabilidad de ángulo es la capacidad del sistema para mantener el sincronismo de las máquinas sincrónicas del sistema de potencia luego de haber sido sometido a una perturbación. La estabilidad de ángulo depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre el torque mecánico y el torque electromagnético en cada uno de los generadores del sistema de potencia [8], [12].

La diferencia angular entre dos barras del sistema de potencia es una medida directa de la capacidad de transmisión entre estos nodos. La Figura 2 ilustra dos áreas (A y B) de un sistema de potencia interconectadas por un conjunto de vínculos eléctricos. La expresión notada en (4) define la transferencia de potencia entre el área A y el área B considerando que en un SEP a nivel alto de voltaje  $x \gg r$ , donde  $x$  es la impedancia del vínculo entre las barras A y B y  $r$  es la resistencia del vínculo entre las barras A y B [12].

Como se muestra en la Figura 3, idealmente el límite máximo de transferencia de potencia, se presenta en el punto máximo de la curva cuando se cumple que  $\sin(\theta_A - \theta_B) = 1$ ; es decir, cuando  $\theta_A - \theta_B = 90^\circ$ ; sin embargo, debido a la complejidad del sistema de potencia, que puede causar congestión de la red de transmisión, existen otros factores que no permiten alcanzar este límite ideal.

$$P_{AB} = \frac{V_A V_B \sin(\theta_A - \theta_B)}{x} \quad (5)$$

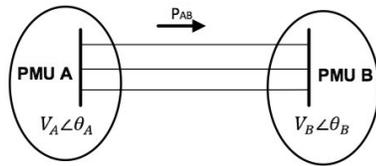


Figura 2: Transferencia de potencia entre dos barras del sistema

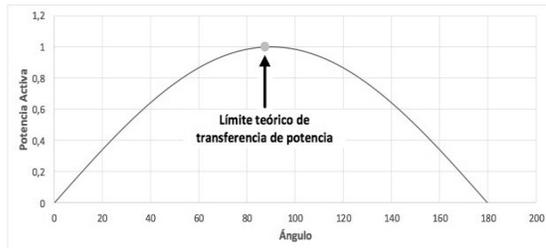


Figura 3: Curva Potencia – Ángulo

## 2.4. Observabilidad Dinámica

### 2.4.1. Estabilidad Oscilatoria

La estabilidad oscilatoria es la habilidad del sistema de potencia para mantener sincronismo relacionado con la existencia de suficiente torque de amortiguamiento [8], [13].

Al producirse variaciones de carga o generación en sistemas de potencia, los generadores tratan de encontrar nuevos estados de operación estable, produciéndose oscilaciones de potencia y frecuencia ocasionadas por los intercambios de energía eléctrica entre dichas unidades. Las oscilaciones son caracterizadas mediante los denominados modos de oscilación que pueden clasificarse, en forma general, en los siguientes [13].

Los *modos locales* se asocian con oscilaciones de un generador o un grupo de generadores contra el resto de máquinas del sistema. Estas oscilaciones presentan frecuencias en el rango de 0,7 a 2,0 Hz. Los *modos inter-área*, por su parte, son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores oscilando entre ellos. Estos modos presentan rangos de frecuencia entre 0,1 a 0,7 Hz. Existen dos tipos de modos oscilatorios adicionales, causados por controladores de diferentes tipos de componentes (llamados *modos de control*), o por oscilaciones que ocurren en los sistemas rotacionales de los sistemas turbina-generador de las unidades generadoras (denominados *modos torsionales*). Este tipo de oscilaciones presentan un rango de frecuencias asociadas bastante amplio [13]. Dentro de los *modos de control* existen unos de muy baja frecuencia (0,01 Hz – 0,1 Hz) que aparecen en sistemas con

alta penetración hidráulica y que están asociados a la inadecuada sintonización de los controladores de velocidad de las unidades de generación hidráulicas [13].

El análisis modal es la herramienta más utilizada para analizar las oscilaciones en un SEP. Consiste en la determinación de los modos de oscilación y el análisis de sus correspondientes frecuencias modales complejas. La estabilidad oscilatoria se cumple cuando todos los modos presentan un amortiguamiento positivo [13]. Si se considera que el fenómeno oscilatorio es causado por pequeñas perturbaciones, la estabilidad oscilatoria toma el nombre de estabilidad de pequeña señal. En este caso, y considerando que las perturbaciones son lo suficientemente pequeñas, lo que permite la linealización del sistema de ecuaciones, el análisis se lo realiza mediante el Análisis Modal. Esto se consigue a través de la representación del sistema en el espacio de estado, y el posterior análisis de la matriz de estado [8]. La inestabilidad en pequeña señal está asociada a la insuficiencia de torque de amortiguamiento en el sistema, lo que puede provocar oscilaciones crecientes del ángulo del rotor [8].

### 2.4.2. Índices de Observabilidad Dinámica

En [2] se propone el uso de una serie de índices probabilísticos de observabilidad para determinar aquellas barras del sistema de potencia cuyas variables eléctricas permiten observar los modos oscilatorios. Estos índices se basan en el método conocido como medida geométrica de observabilidad ( $gm_{oi}$ ) y son: medida promedio de observabilidad ( $MPO_{gm}$ ) y medida de observabilidad ortogonal ( $ORT_{gm}$ ). Usando la base conceptual de los índices de observabilidad presentada en [2], este artículo determina la ubicación idónea de PMUs para estabilidad oscilatoria y la combina con los otros fenómenos estáticos y dinámicos mostrados en esta sección para definir un conjunto completo de barras candidatas para ubicar PMUs que permita observar varios fenómenos eléctricos, siguiendo las sugerencias del NASPI y procurando potenciar el uso de las aplicaciones de monitoreo de WAProtector.

## 3. METODOLOGÍA PROPUESTA

En la metodología propuesta se describen los pasos a seguir para determinar la ubicación idónea de PMUs a través de un “OPP Modificado” que considere características estáticas y dinámicas del SEP, como se muestra en la Figura 4.

La metodología propuesta en la Figura 4 se puede describir de la siguiente manera:

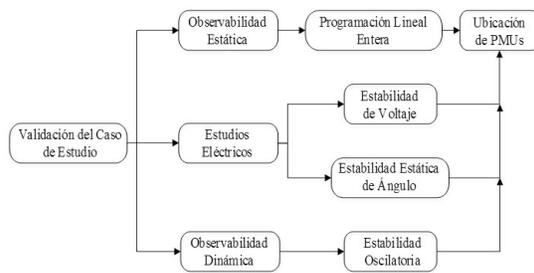


Figura 4: Diagrama de Flujo de la Metodología propuesta

- Validación del caso de estudio:** Se ejecutan varias simulaciones del sistema que se desea analizar, para verificar que se pueden realizar los estudios propuestos y consecuentemente determinar la ubicación de PMUs, en diferentes condiciones de operación. Para esto se utiliza el software de simulación PowerFactory de DIGSILENT.
- Observabilidad estática:** Se ubican las PMUs para observabilidad estática (OPP Tradicional), teniendo en mente minimizar la instalación de PMUs considerando como aplicación la estimación de estado mediante programación lineal entera y estudios eléctricos.
- Programación Lineal Entera:** Usando el método de programación lineal entera, el cual considera los criterios de medición redundante, efecto de barras de inyección cero y restricción de contingencias, se obtiene un número mínimo de PMUs que vuelve totalmente observable al sistema eléctrico.
- Estudios Eléctricos:** Se definen dos estudios eléctricos de importancia para un SEP: estabilidad de voltaje en corredores de transmisión y estabilidad estática de ángulo, en función del interés de monitoreo de estos fenómenos en el SEP.
- Estabilidad de Voltaje:** Mediante el estudio de estabilidad de voltaje de corredores de transmisión se determinan aquellos vínculos que son de importancia crítica para el sistema considerando el ingreso de nuevas centrales de generación al sistema eléctrico. Una vez identificados dichos corredores se ubican las PMUs garantizando el monitoreo de posibles congestiones de estos corredores críticos a través de la supervisión de su condición de estabilidad de voltaje. Con el fin de obtener condiciones más ajustadas a la realidad se utiliza el objeto “control secundario de frecuencia” de PowerFactory para repartir la potencia activa de regulación entre las unidades seleccionadas [9].
- Estabilidad Estática de Ángulo:** En el estudio de estabilidad estática de ángulo se determinan las diferencias angulares que representan un estado de vulnerabilidad estática a causa de una probable pérdida de sincronismo al ser el sistema sometido a una perturbación N-1. Con el fin de obtener condiciones más ajustadas a la realidad se utiliza el objeto “control secundario de frecuencia” de PowerFactory para repartir la potencia activa de regulación entre las unidades seleccionadas. En este sentido las PMUs se ubican en barras y subestaciones para garantizar una adecuada supervisión para estabilidad estática de ángulo [12].
- Observabilidad dinámica:** Dentro de la observabilidad dinámica se incluye el análisis de estabilidad oscilatoria como medio de ubicación de PMUs.
- Estabilidad Oscilatoria:** El análisis de estabilidad oscilatoria se realiza mediante el módulo de análisis modal de PowerFactory, identificando los modos de oscilación que presentan bajo amortiguamiento y las frecuencias de oscilación de los mismos (entre 0,1 Hz y 0,7 Hz para modos inter-área y de 0,7 Hz a 2 Hz para modos locales). La ubicación de PMUs se realiza utilizando los índices de observabilidad geométricos aplicados a los modos de interés garantizando la observabilidad dinámica para estabilidad oscilatoria.
- Ubicación de PMUs:** Finalmente, las PMUs son ubicadas realizando una superposición de los resultados determinados en cada estudio, esto, con el fin de ubicar un número mínimo de PMUs, pero garantizando que las unidades instaladas proporcionen información necesaria para que el sistema sea totalmente observable frente a cualquier fenómeno eléctrico que se pueda presentar.

#### 4. RESULTADOS

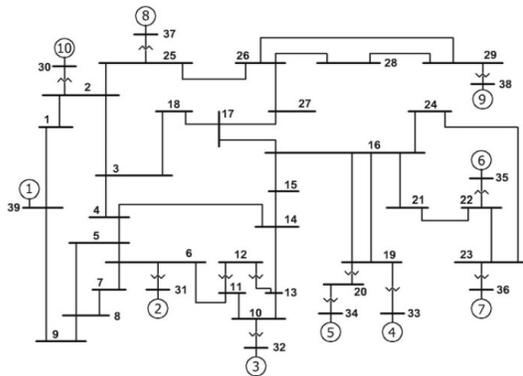
Para verificar la viabilidad de la metodología propuesta se analiza el sistema IEEE 39 barras (New England System), el cual consta de: 10 generadores, siendo uno de ellos un generador equivalente que representa al sistema de New York, 28 barras de 345 kV, 1 barra de 230 kV, 1 barra de 138 kV, 9 barras de 16,5 kV, 19 cargas y 34 líneas de transmisión, tal como se muestra en la Figura 5. El primer paso consiste en validar el caso de estudio. Después de ello se realizan los estudios definidos en la metodología.

#### 4.1. Observabilidad Estática - Programación Lineal Entera (OPP Tradicional)

En la Figura 6 se muestran los pasos a seguir para encontrar el número mínimo de PMUs (OPP Tradicional) y determinar su ubicación óptima en el sistema. De esta forma se determina la ubicación de 8 PMUs en diferentes barras del sistema, como se indica en la Tabla 1.

**Tabla 1: Barras del sistema en las que se deben ubicar PMUs según OPP Tradicional**

Barras del sistema			
BUS 01	BUS 08	BUS 18	BUS 16
BUS 14	BUS 26	BUS 23	BUS 11



**Figura 5: IEEE 39 barras (New England System)**



**Figura 6: Ubicación de PMUs mediante observabilidad estática**

#### 4.2. Estabilidad de Voltaje

Para obtener las curvas P-V se deben identificar los corredores de transmisión que presenten altas cargabilidades y sobrepasen los límites mínimos

y máximos de voltaje (mínimo 0,92 en p.u. y máximo 1,07 en p.u., que corresponden a límites de calidad de energía y servicio [14]) suponiendo además análisis de contingencias. Considerando la cargabilidad de las líneas de transmisión y el voltaje de las barras asociadas en condiciones normales y frente a contingencias, se presentan como potenciales candidatas las líneas: 5-6, 6-7, 6-11, 10-11, 14-4, 15-16, 16-19, 21-22, en las cuales se realiza el análisis de estabilidad de voltaje para ubicar las PMUs. De este análisis se desprenden 12 ubicaciones para la ubicación de PMUs, como se muestra en la Tabla 2.

**Tabla 2: Barras del sistema en las que se debe ubicar PMUs para Estabilidad de Voltaje**

Barras del sistema					
BUS 04	BUS 05	BUS 06	BUS 07	BUS 10	BUS 11
BUS 14	BUS 15	BUS 16	BUS 19	BUS 21	BUS 22

#### 4.3. Estabilidad Estática de Ángulo

Para el análisis de Estabilidad Estática de Ángulo se identifican las barras, líneas y cargas de interés, de acuerdo al siguiente detalle:

- *Barras:* Se utilizan las barras resultantes del estudio de observabilidad estática.
- *Cargas:* Para realizar incrementos paulatinos de potencia se consideran todas las cargas del sistema.
- *Líneas:* Para realizar contingencias, se consideran las líneas de 345 kV.

La ubicación de PMUs se realiza considerando las diferencias angulares respecto a una barra de referencia (en este caso se considera la barra 11 como referencia ya que presenta el mayor ángulo de voltaje). El análisis determina la necesidad de instalar 5 PMUs en diferentes barras del sistema, como se muestra en la Tabla 3.

**Tabla 3: Barras del sistema en las que se debe ubicar PMUs para Estabilidad Estática de Ángulo**

Barras de sistema				
BUS 01	BUS 16	BUS 18	BUS 23	BUS 26

#### 4.4. Observabilidad Dinámica - Estabilidad oscilatoria

Para realizar el análisis oscilatorio se deben identificar los modos de oscilación de baja frecuencia que presentan bajo amortiguamiento. Para lo cual se realiza el análisis modal para el sistema IEEE 39 barras en PowerFactory de DIGSILENT. Del

análisis se obtienen 6 modos de oscilación con estas características; 2 modos inter-área (frecuencia entre 0,1 y 0,7 Hz) y 4 modos locales (frecuencia alrededor de un 1 Hz) los cuales presentan bajo porcentaje de amortiguamiento. Cada modo proporciona información del comportamiento de los elementos del sistema.

Para determinar la ubicación de PMUs para estabilidad oscilatoria se utilizan índices de observabilidad [2] para estos 6 modos, de acuerdo a las expresiones notadas en (6), (7) y (8).

$$gm_{oi}(j) = \frac{|c_j \cdot \phi_i|}{\|c_j\| \cdot \|\phi_i\|} \quad (6)$$

$$MPO_{gm}(j) = \text{promedio}\{gm_{oi}(j)\} \quad (7)$$

$$ORT_{gm}(j) = \left[ \frac{gm_{oi}(j) \cdot gm_{oi}(pivot)}{\|gm_{oi}(j)\| \cdot \|gm_{oi}(pivot)\|} \right] \quad (8)$$

Donde  $gm_{oi}$  es el índice de observabilidad geométrica,  $c_j$  es la  $j$ -ésima fila de la matriz de sensibilidad  $C$ , correspondiente a la barra  $j$ ,  $\phi_i$  es el  $i$ -ésimo vector propio derecho,  $MPO_{gm}$  es el promedio de la  $j$ -ésima fila del índice de observabilidad geométrica,  $ORT_{gm}$  es el índice de observabilidad ortogonal.

La matriz  $C$  (matriz de salida) y los vectores propios derechos se obtienen del análisis modal ejecutado en PowerFactory de DIGSILENT, del cual se identifican las variables de estado (velocidad o ángulo) y las variables algebraicas (voltaje y corriente), esto con el propósito de reducir la matriz  $C$  y los vectores propios derechos dejando solamente las variables de mayor importancia para el sistema.

De esta manera se pueden calcular los índices de observabilidad para ubicar PMUs en base al ángulo o a la velocidad considerando la observabilidad en voltajes y corrientes de las barras del sistema. Mediante un análisis de dispersión que relacione  $MPO_{gm}$  y  $ORT_{gm}$  se realiza la agrupación de individuos (barras) cercanos, y considerando los valores mayores de la relación  $MPO_{gm} / ORT_{gm}$  de cada agrupación se determina la ubicación de las PMUs, como se observa en la Tabla 4.

**Tabla 4: Barras del sistema en las que se deben ubicar PMUs para Estabilidad Oscilatoria**

AGRUP.			BARRAS	
0,3899	1	1	0,3899	BUS 02
0,4134	0,3460	2	1,1950	BUS 09
0,2332	0,9563	3	0,2439	BUS 26
0,0711	0,7856	4	0,0904	BUS 10
0,2267	0,3663	5	0,6189	BUS 29
0,2892	0,4426	6	0,6534	BUS 19

## 5. UBICACIÓN FINAL DE PMUs

Para determinar la ubicación final de las PMUs en el sistema eléctrico se propone identificar los lugares que son de importancia para los diferentes parámetros definidos en cada estudio, con el fin de reducir la cantidad de información a ser almacenada y analizada. En este sentido:

- Para asegurar la observabilidad estática minimizando el número de PMUs: Se requiere de 8 PMUs ubicadas en las barras 1, 8, 11, 14, 16, 18, 23 y 26.
- Para monitorear la Estabilidad de Voltaje de los corredores críticos: Se requiere de 12 PMUs ubicadas en las barras 4, 5, 6, 7, 10, 11, 14, 15, 16, 19, 21 y 22.
- Para supervisar la Estabilidad Estática de Ángulo: Se requiere de 5 PMUs ubicadas en las barras 1, 16, 18, 23 y 26.
- Para evaluar la Estabilidad Oscilatoria: Se requiere de 6 PMUs ubicadas en las barras 2, 9, 10, 19, 26 y 29.
- Ubicación Final (OPP final modificada): En base a los resultados de los estudios realizados se determina un requerimiento de un total de 20 PMUs, sin embargo, con el fin de reducir el número de PMUs y de esta manera reducir la cantidad de información a ser almacenada y analizada, se consideran solo los casos de mayor criticidad presentes en cada estudio realizado, con lo cual se requiere de un total de 12 PMUs, garantizando de esta manera la observabilidad completa del sistema frente a cualquier fenómeno eléctrico que se pueda presentar.

De acuerdo a los resultados obtenidos, la ubicación final de las PMUs en el sistema IEEE 39 barras se presenta en la Tabla 5 y en la Figura 7.

Tabla 5: Ubicación Final de las PMUs

Barras del sistema					
BUS 02	BUS 04	BUS 06	BUS 09	BUS 11	BUS 14
BUS 16	BUS 18	BUS 19	BUS 21	BUS 22	BUS 26

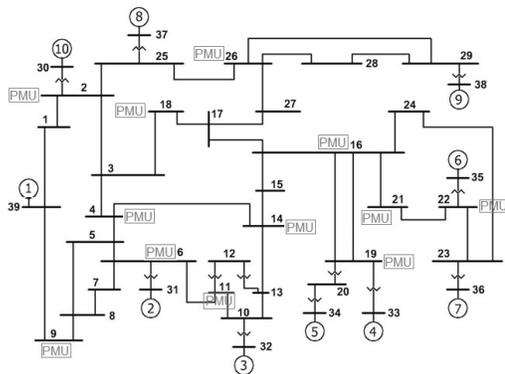


Figura 7: Ubicación final de PMUs

## 6. PROCEDIMIENTO PARA LA UBICACIÓN DE PMUs

En base a los estudios realizados y resultados obtenidos en el análisis para el sistema IEEE 39 barras, es factible definir un procedimiento mediante el cual se puede determinar la ubicación de PMUs. Este procedimiento se aplicará con la finalidad de ubicar las PMUs considerando qué parámetro eléctrico es más relevante para diferentes puntos del sistema. El procedimiento se describe a continuación:

1. Revisar que las bases de datos del programa PowerFactory de DIgSILENT se encuentren actualizadas para el período de análisis.
2. Preparar los casos de estudio que incluyan las condiciones operativas que se requieren analizar mediante la adecuación de los casos y la verificación de convergencia a través de simulaciones estáticas (flujos de potencia) y dinámicas (estabilidad transitoria -simulación en el dominio del tiempo- y análisis modal).
3. Determinar la ubicación de PMUs mediante el algoritmo de programación lineal entera tomando en cuenta las barras de mayor nivel de voltaje.
4. Realizar el estudio de estabilidad de voltaje en corredores de transmisión utilizando el método del equivalente Thévenin, empleando el objeto “control secundario de frecuencia” de PowerFactory para repartir la potencia activa de regulación entre las unidades de generación seleccionadas, con el fin de crear una condición

más ajustada a la realidad. A continuación se debe identificar la peor contingencia, en lo que respecta a la estabilidad de voltaje, para los corredores de transmisión a ser analizados. Para esto se debe realizar un análisis de contingencias  $N - 1$  dentro de cada una de las condiciones operativas a ser consideradas. Finalmente se obtienen las curvas P-V en condiciones normales y ante la ocurrencia de la peor contingencia con el uso del script DPL de estabilidad de voltaje [9], las mismas que se intersecan con los límites de voltaje establecidos para condiciones de operación normales y de emergencia.

5. Realizar el estudio de estabilidad estática de ángulo creando condiciones de alto estrés en el SEP, a través de un análisis de contingencias  $N - 1$ , de diferentes elementos de transmisión, asociado a incrementos paulatinos de carga en zonas específicas, llevado a cabo mediante la ejecución del script DPL de estabilidad estática de ángulo [12], considerando una barra como barra de referencia, utilizando también el objeto “control secundario de frecuencia”. Finalmente se deben identificar las barras que presenten mayores diferencias angulares mediante un análisis estadístico.
  6. Realizar el análisis de estabilidad oscilatoria utilizando el método de análisis modal en PowerFactory de DIgSILENT. Del análisis se obtienen los valores propios y se determina la frecuencia y la razón de amortiguamiento de cada modo; a continuación se aplican los índices de observabilidad dinámica para determinar la ubicación de PMUs.
  7. Realizar una superposición de los resultados de cada estudio para determinar las barras en las cuales es necesario ubicar PMUs y para qué parámetro eléctrico resulta más conveniente cada ubicación.
- ## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- En el presente trabajo, a través de un conjunto de estudios eléctricos se realizó un análisis en el SEP, con el fin de determinar los puntos críticos para la ubicación de las unidades de medición fasorial que permitan realizar el monitoreo estático y dinámico de diferentes elementos del sistema, contribuyendo de esta forma a identificar condiciones de estrés potencialmente peligrosas

- para la operación del SEP y garantizando una operación segura y confiable del mismo.
- Las PMUs son dispositivos ampliamente utilizados en el monitoreo de SEPs debido a las características que presentan; sin embargo, existen varios aspectos que deben ser considerados para su comisionamiento, por ejemplo: el costo de instalación, los medios de comunicación, su ubicación óptima, la cantidad de información obtenida para monitoreo, entre otros, por lo cual es necesario determinar un número mínimo de PMUs y los lugares donde éstas deben ser instaladas, considerando criterios técnicos y los estudios realizados, reduciendo la cantidad de información y manteniendo completamente observable al sistema.
  - La ubicación de PMUs ha sido determinada, en el presente trabajo, a través del uso de cuatro estudios, con los cuales es factible lograr un pleno aprovechamiento de las bondades de las unidades de medición fasorial permitiendo analizar de una forma adecuada la información disponible.
  - Con la ayuda de la Programación Lineal Entera se determina un número mínimo de PMUs que hacen completamente observable el sistema, sin considerar variables eléctricas, por lo cual, este método, se complementa con la realización de estudios eléctricos, lo que permite definir la ubicación final óptima modificada.
  - A través del Análisis de Estabilidad de Voltaje se identifican los corredores de transmisión del sistema IEEE 39 barras afectados por dos condiciones: altas cargabilidades y voltajes bajos en sus barras de recepción en condiciones normales de operación y ante contingencias, determinando, así, las barras en las cuales es necesario ubicar PMUs.
  - Empleando el Análisis de Estabilidad Estática de Ángulo se determinan las diferencias angulares más representativas con respecto a la barra 11 (barra de referencia), bajo la premisa de que una diferencia angular alta entre dos barras se encuentra asociada a una elevada cargabilidad en las líneas de transmisión que conectan a estas barras. De esta forma es posible definir las subestaciones en las cuales es necesario ubicar PMUs.
  - Mediante el Análisis de Estabilidad Oscilatoria, se logra determinar los modos de oscilación críticos existentes en el sistema IEEE 39 barras, a través del análisis modal, los cuales son posteriormente asociados a los índices de observabilidad con el propósito de determinar la ubicación de las PMUs.
  - La metodología desarrollada en este proyecto permite analizar SEPs de diferentes tamaños teniendo en cuenta diferentes condiciones de operación y definiendo previamente los elementos a ser considerados en el análisis, debido a que la cantidad de información a ser analizada, los tiempos de simulación y los resultados de cada estudio guardan una estrecha relación con el número de elementos y el tamaño de los sistemas.
  - A través de la metodología propuesta ha sido factible determinar la ubicación de PMUs con la realización de diferentes estudios eléctricos; sin embargo, cabe considerar que esta no constituye una metodología única para ubicar PMUs, pues como se observa en los resultados, cada análisis arroja conclusiones diferentes; es decir, en cada fenómeno analizado las barras en las que se deben ubicar PMUs no son las mismas, con lo que se infiere que la ubicación de las PMUs depende de la satisfacción de requerimientos puntualmente definidos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. J. Jiménez Analuiza, "Ubicación Óptima de Unidades de Medición Sincrofasoriales PMU's para Mejorar la Observabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia," Thesis, 2015.
- [2] J. C. Cepeda Campaña, "Evaluación de la vulnerabilidad del sistema eléctrico de potencia en tiempo real usando tecnología de medición sincrofasorial," Universidad Nacional de San Juan, 2013.
- [3] I. Kamwa, A. K. Pradham, G. Joos, and S. R. Samantaray, "Fuzzy Partitioning of a Real Power System for Dynamic Vulnerability Assessment," IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 3, pp. 1356 – 1365, 2009.
- [4] M. A. Rios and O. Gómez, "Identification of Coherent Groups and PMU placement for Inter-Area monitoring Based on Graph Theory," in 2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies - Latin America, 2011, pp. 1 – 7.

- [5] Y. Sun, P. Du, Z. Huang, K. Kalsi, R. Diao, K. K. Anderson, Y. Li, and B. Lee, "PMU placement for dynamic state tracking of power systems," in 2011 North American Power Symposium, 2011.
- [6] North American SynchroPhasor Initiative NASPI, "Guidelines for Siting Phasor Measurement Units," Res. Initiat. Task Team Rep., pp. 1–24, 2011.
- [7] M. Nazari-Heris and B. Mohammadi-Ivatloo, "Application of heuristic algorithms to optimal PMU placement in electric power systems: An updated review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 50, pp. 214–228, Oct. 2015.
- [8] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [9] J. C. Cepeda, P. X. Verdugo, and G. A. Argüello, "Monitoreo de la Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión en Tiempo Real a partir de Mediciones Sinofasoriales," *Rev. Politécnica*, vol. 33, no. 1, Feb. 2014.
- [10] L. D. Andagoya Alba, "Máxima capacidad de generación eólica a ser instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano," Thesis, QUITO/EPN/2014, 2014.
- [11] E. M. Samaniego Rojas, "Detección de áreas débiles respecto a la estabilidad de tensión en tiempo real utilizando lógica difusa," Cuenca, 2013.
- [12] J. Cepeda and P. Verdugo, "Determinación de los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo del Sistema Nacional Interconectado," *Rev. Técnica "energía"*, vol. 10, 2014.
- [13] J. C. Cepeda and A. B. De La Torre, "Monitoreo de las oscilaciones de baja frecuencia del Sistema Nacional Interconectado a partir de los registros en tiempo real," *Rev. Técnica "energía"*, pp. 181–190, May 2014.
- [14] CENACE, "Determinación de los límites de estabilidad de voltaje de corredores de transmisión." Jun-2015.



**Juan Báez Córdova.-** Nació en Quito, Ecuador en 1989. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son la Distribución y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.



**Santiago Ordóñez Carrillo.-** Nació en Quito, Ecuador en 1987. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son la Distribución y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.



**Jaime Cepeda Campaña.-** Nació en Latacunga, Ecuador en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Entre 2005 y 2009 trabajó en Schlumberder y en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente se desempeña como Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE y como Profesor a Tiempo Parcial en la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés incluyen la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



**Pablo Verdugo Rivadeneira.-** Nació en la ciudad de Quito en 1987. Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Nacional Experimental Juan Pío Montufar y sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en el año 2012. Entre el 2011 y el 2015 desempeñó sus funciones en la Dirección

de Planeamiento de CENACE. Actualmente se desempeña en la Subgerencia de Investigación y Desarrollo del Operador Nacional de Electricidad.



**Franklin L. Quilumba.-**

Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en Quito, Ecuador, en el 2008. Realizó sus estudios de posgrado en la Universidad de Texas Arlington, en Arlington, Estados Unidos

de América, donde obtuvo el grado de Master of Science in Electrical Engineering y el título de Doctor of Philosophy Ph.D. en el 2014. Desde el 2014, el Dr. Quilumba es parte del cuerpo docente de la Escuela Politécnica Nacional, donde es Profesor Agregado. Sus áreas de interés son análisis, operación, estabilidad y control de sistemas eléctricos de potencia, modelación de carga, planeación de generación y transmisión; respuesta de la demanda; y predicción de carga.