

POSIBILIDADES DE APLICACIÓN DE PMU's EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

J. D. Restrepo ^{*†}, G. J. López ^{*}, J. W. González ^{*}, H. M. Sanchez ^{**}

^{*}Universidad Pontificia Bolivariana, Cir. 1 # 70-01, of. 11-04, Medellín, Colombia.

^{**}XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. Cl 12 Sur No. 18 - 168
Bloque 2, Medellín, Colombia

Recibido 10 Enero 2011; aceptado 10 Junio 2011

Disponible en línea: 27 Junio 2011

Resumen: Diversos factores han creado la necesidad de sistemas que actúen rápidamente ante las perturbaciones que puedan surgir en un sistema de potencia. Lo anterior hace que cobren mayor importancia aspectos relacionados con el monitoreo, la operación y el control de los sistemas de potencia en tiempo real, buscando que los operadores dispongan de mayor cantidad de información de manera sincronizada y rápida para tomar decisiones más acordes con los requerimientos de la red. Este trabajo busca conocer más a fondo los avances de la tecnología de unidades de medición fasorial y las posibilidades de su uso en un sistema de transmisión nacional. *Copyright © 2011 UPB.*

Palabras clave: Ángulos de Tensión, Satélites de Posicionamiento Global (GPS), Sistemas de Potencia (SP), Unidades de medición Fasorial (PMU).

Abstract: Several factors have created a need for systems that act quickly to disturbances that may arise in a power system. This makes more important aspects related with the monitoring, operation and control of power systems in real time, providing at the operators information in a synchronized and faster way, to make decisions more consistent with the requirements of the system. This paper seeks to understand the technological advances of phasor measurement units and the potential for use in a national transmission system.

Keywords: voltage angles, Global Positioning Satellites (GPS), Power Systems (SP), Phasor Measurement Units (PMU).

1. INTRODUCCIÓN

Este artículo se encuentra dividido en seis capítulos, el primero contiene la introducción, el segundo pretende contextualizar al lector acerca de la tecnología de Unidades de Medición Fasorial (en adelante PMU) de forma muy general, identificando las necesidades que llevan a su estudio e implementación; además de exponer un marco teórico en el cual se conceptualizan los PMU. Se hace un referenciamiento a su normatividad, así como a diferentes aplicaciones de éstos en SP, con base

en una exhaustiva búsqueda bibliográfica. En el Capítulo 2 se menciona el estado actual de la tecnología en el mundo y se presentan los casos más representativos con experiencias de su operación en SP. El Capítulo 3 se enfoca en la exploración de la estimación de estados y otras aplicaciones para SP, empleando medidas fasoriales en tiempo real para la modelación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), desde el punto de vista de la observación del sistema, de los flujos de cargas, de la parametrización del sistema y de la validación de modelos, incluyendo alternativas con Sistemas de

[†] Autor al que se dirige la correspondencia:

Tel. (+574) 4488388 ext.14054.

E-mail: jose.restrepo@upb.edu.co (José Restrepo).

Adquisición de Datos (SCADA del inglés *Supervisory Control and Data Acquisition*). En el Capítulo 4 se realizan diferentes sensibilidades sobre un área del SEP, en busca de obtener una caracterización angular de éste.

Las medidas fasoriales de los voltajes en las barras de un SP han sido factor clave en la determinación de los estados del sistema, por otro lado para el presente trabajo es relevante recordar que la diferencia angular de los voltajes entre dos barras se ve directamente influenciado por el flujo de potencia entre éstas. Muchas de las consideraciones operativas y de planeación en los SP, están estrechamente ligadas al monitoreo y supervisión de dichas variables; es por lo anterior, que sus medidas deben ser confiables y precisas, comparables unas con otras, de tal forma que se permita tener un mejor estimativo de los estados del sistema en cualquier instante de tiempo. Lo anterior obliga a buscar soluciones para el mejoramiento de un SP dinámico, sujeto al acelerado crecimiento de la demanda, la proliferación de equipos con características altamente no lineales y la construcción de nuevas líneas de transmisión, entre otros aspectos, que hacen cada vez más complejo su monitoreo y control.

2. RESEÑA HISTÓRICA

La actual complejidad de los SP hace que cobren mayor importancia aspectos relacionados con el monitoreo, la operación y el control de éstos en tiempo real, buscando que los operadores dispongan de mayor cantidad de información de manera sincronizada para tomar decisiones más acordes con los requerimientos de la red.

Los Satélites de Posicionamiento Global (GPS del inglés *Global Positioning System*), puestos en funcionamiento en los años 80, ayudaron a solucionar el problema del sincronismo en las medidas de los equipos básicos de monitoreo, gracias a la posibilidad de tener una referencia horaria global. Lo anterior dio pie a que en 1988, se desarrollara un dispositivo que está en capacidad de tomar medidas fasoriales de voltajes y corrientes en tiempo real, conocido desde entonces como PMU y que permite la sincronización con un patrón de tiempo dado por el UTC (*Universal Time*, en su variante *Coordinated*) por medio de GPS, con el objetivo de tomar acciones concretas y rápidas ayudando a

evitar un colapso en el SP ([Colomé y Juárez, 2009](#); [Gharpure et al., 2001](#)).

Los primeros prototipos de PMU fueron creados en *Virginia Tech* en el año 1980. *Macrodyne* construyó el primer PMU comercial (modelo 1690) en 1992 ([Phadke y Thorp, 2006](#)). En 1990, *Bonneville Power Administration* (BPA) desarrolló un Sistema de Medición para un Área Amplia (WAMS del inglés *Wide Area Measurement System*), promoviendo el uso de PMU en los SP a gran escala. Los recientes avances tecnológicos han permitido desarrollar PMU de gran precisión y con retardos del orden de microsegundos, poseen varias aplicaciones en SP y son considerados como la principal herramienta para mediciones fasoriales de voltajes y corrientes.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. Definición de conceptos previos.

1) Fazor: representación compleja de una señal sinusoidal que varía en el tiempo, y es expresado en función de una magnitud del valor eficaz de la señal y un ángulo de desfase respecto a una referencia dada.

2) Sincrofazor: fazor referido a una onda coseno de frecuencia nominal (50 / 60 Hz), sincronizada con el UTC, es decir, con su valor máximo en el cambio del segundo UTC. Para calcular un sincrofazor X asociado a una onda coseno $x(t)$, una PMU necesitará leer tanto la onda $x(t)$ como la onda coseno de referencia sincronizada con el UTC (llamada “onda coseno universal”).

3) WAMS: la ubicación de varias PMU distantes pero sincronizadas, conforma aplicaciones WAMS (*Wide Area Measurement System*), las cuales además de PMU están compuestas por PDC, encargados de recibir las medidas de los PMU con el dato del instante en que se realizaron ([Ver Fig. 1](#)).

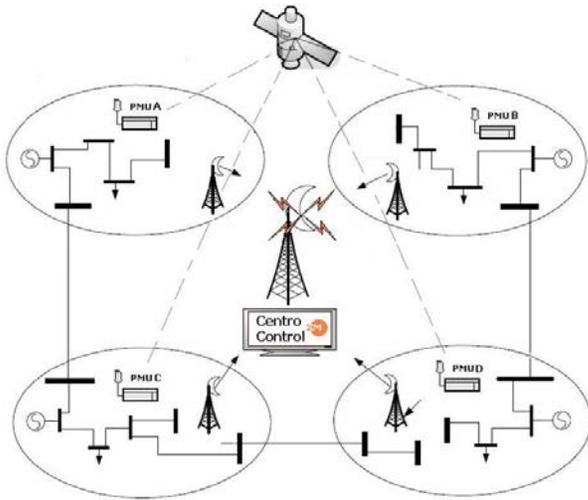


Fig. 1. Diagrama conceptual del sistema de medida de fasores sincronizados. Tomada de Diseño Conceptual SIRENA (2009).

4) WACS: Los Sistemas de Control de Gran Área (WACS del inglés *Wide Area Control Systems*) son plataformas flexibles que buscan mantener la estabilidad transitoria y de tensión en el SP, por medio de un sistema que utiliza un controlador alimentado con mediciones sincrofásoriales para activar, con gran rapidez, las inyecciones de generación o carga y la maniobra de elementos para compensación de reactivos (bancos de capacitores, inductores, SVC, entre otros), según sea el caso, al SP.

3.2. Normatividad.

La última norma vigente sobre la tecnología PMU es la IEEE 37.118 – 2005 (IEEE, 2005), proveniente de la revisión de la norma anterior (IEEE 1344). Esta nueva norma no trae cambios drásticos en comparación con la anterior, básicamente complementa algunos vacíos que se tenían, como por ejemplo, el existente en la definición del sincrofásor para frecuencias fuera de la nominal, para lo cual, la definición de la nueva norma está basada en el pico positivo de la onda y el instante de la medición; no en la frecuencia o la ventana de medición como lo hacía la norma anterior. En cuanto a la comunicación, la norma adiciona la sincronización y otras palabras para una decodificación más simple. Especifica las aplicaciones con Ethernet y define unos elementos adicionales que deben ser considerados para transmisiones con protocolos como IP.

Agrega requisitos de precisión como el TVE (*Total Vector Error*). El segundo de siglo (SOC) fue modificado. En conclusión la nueva norma define más claramente una estandarización del PMU (IEEE, 2005; Hamai et al., 2008). Esta norma también incluyó varios anexos para un entendimiento mejor de la misma.

Define el protocolo de comunicación entre la unidad PMU y el concentrador de datos (PDC). Este protocolo también puede ser usado para la comunicación de PDC en cascada. Las tramas de datos, configuración y cabecera son enviadas de la PMU al concentrador de datos (PDC) y la trama de comando es enviada del PDC a la PMU. Todas las tramas descritas anteriormente utilizan los comandos SYNC, FRAMESIZE, SOC, FRACSEC y CHK y son transmitidos con el orden que muestra la Fig. 2.

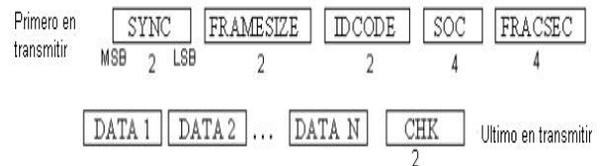


Fig. 2. Orden de transmisión de una trama. Tomada de IEEE-SA Standards Board (2005).

Otra norma relevante es la IEC 61.850, que es un estándar para las comunicaciones de los equipos en subestaciones eléctricas, el cual busca unificar los criterios de instaladores, fabricantes y usuarios, estandarizando aspectos de comunicación y manejo de datos en SAS, permitiendo así la comunicación entre equipos de diferentes fabricantes (Campbell y Liang, 2008; Magnago et al., 2009).

4. ESTADO ACTUAL DEL PMU EN EL MUNDO

Con el desarrollo obtenido por algunas empresas pioneras en la tecnología de mediciones fasoriales para el monitoreo, protección y control de SP en grandes áreas (WAMS/WACS/PMU), diferentes compañías, inmersas en el sector eléctrico, han comenzado a mostrar interés por apoyar y complementar el avance de esta tecnología.

Países de Norte América y Europa, además de Chile, India, Brasil, Rusia y Colombia ya han comenzado a implementar algunas aplicaciones basadas en mediciones de PMU. Aplicaciones

como el monitoreo de la estabilidad de tensión, el análisis post-falla, la validación de modelos, la restauración del sistema y tienen en fase de planeación otras como la protección adaptativa, el control en tiempo real y la estimación de estados, entre otras. Algunos de estos casos y otros son tratados con más profundidad a continuación.

4.1. China.

La instalación de unidades PMU en China se inició en 1995. Para el año 2002 ya habían instalados entre 30 y 40 PMU y varias estaciones principales WAMS, además de tener el desarrollo comercial del PMU. Para el 2006 eran 300 los PMU instalados, 7 redes WAM regionales y 6 provinciales ([Yang et al., 2009](#)) ([Ver Fig. 3](#)).



Fig. 3. Provincias de China con WAMS.

En el 2007 se iniciaban estudios sobre una norma que definiera la especificación técnica del PMU y PDC; también estaban en marcha desarrollos de identificación y prevención para controlar su gran problema de oscilaciones de baja frecuencia.

Para el 2009 llegaron a 700 PMU instalados y las principales aplicaciones eran la visualización en tiempo real de la dinámica y la capacidad de transmisión del SP, la grabación y reproducción de datos de grandes áreas y el monitoreo de oscilaciones de baja frecuencia inter-área ([Bi et al., 2007](#)).

4.2. Brasil.

En Brasil con el estudio e implementación de tecnologías de medición fasorial se busca aumentar la fiabilidad y eficiencia del sistema de

potencia y se proyectan al futuro con aplicaciones en control y protecciones de SP.

Los estudios comenzaron por primera vez en 1990, pero se detuvieron. Desde el 2005 se comenzaron a desarrollar dos proyectos buscando la implementación de sistemas de medidas fasoriales sincronizadas. En el año 2003, también se desarrolló el proyecto MedFasee, buscando la elaboración y control de un prototipo de sistema de medición fasorial sincronizada (SPMS) y sus aplicaciones en la supervisión de SP. El prototipo consta de un PDC y tres PMU instaladas en el sur de Brasil. Una segunda etapa de este proyecto comenzó en el año 2007, con el fin de mostrar las características de la instalación y el funcionamiento de un prototipo WAMS ([Moraes et al., 2008](#); [Chakrabarti et al., 2009](#)).

4.3. Croacia.

En el SP de Croacia de 400 kV se implementó un método de estimación de estados híbrido no lineal, basado en mediciones fasoriales y del SCADA, en el cual a partir de los fasores obtenidos de tensión y corriente se adquieren los parámetros, en tiempo real, de las líneas de transmisión (admitancia y capacitancia). Estas medidas en tiempo real, son comparadas con las mediciones convencionales para verificar su validez.

Se instalaron 5 PMU, de referencia ABB RES 521, en las principales subestaciones de la red de 400 kV ([Pavic et al., 2008](#)).

Para el 2008 continuaban la investigación en la tecnología PMU, con varios proyectos de desarrollo de software y algoritmos para el control y monitoreo de gran área en el SP de Croacia, entre los cuales se encuentra uno que busca el desarrollo de un estimador de estados a partir de mediciones PMU.

5. PRINCIPALES APLICACIONES DE LOS PMU.

Los PMU permitirán una serie de nuevas aplicaciones para incrementar la confiabilidad de la red, “basadas en mediciones” en lugar de modelos matemáticos del sistema de potencia.

La [Fig. 4](#) muestra una interrelación entre las medidas, los métodos de análisis y las aplicaciones de los PMU en un SP.

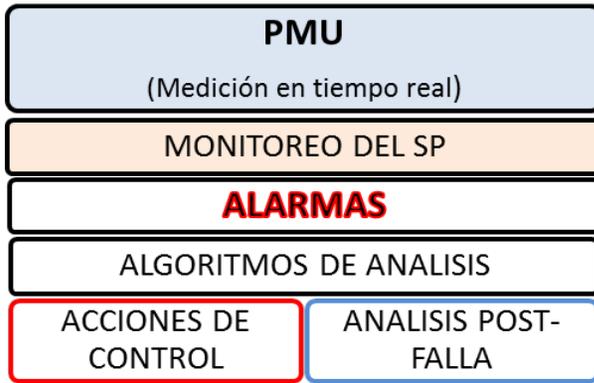


Fig. 4. Diagrama de flujos general de un PMU.

5.1. Observación.

Determinar la posibilidad de monitorear el estado global de la red, de forma que se pueda tener información de las variables eléctricas en todas las barras del sistema, por medio del aseguramiento de la solubilidad de las ecuaciones del sistema visto como un sistema estático; en resumidas palabras, la observabilidad en SP se refiere a la posibilidad de resolver las ecuaciones algebraicas asociadas al equilibrio eléctrico dado por las leyes de Kirchhoff.

Los PMU son típicamente instalados en subestaciones clave, con buenos canales de comunicación ([Nuqui y Phadke, 2005](#)). Cada PMU monitorea típicamente de seis a ocho cantidades fasoriales, tales como tensiones, corrientes, y frecuencia, todas con una etiqueta de tiempo sincronizada con un GPS. Gran cantidad de la bibliografía en el área se dedica a encontrar la menor cantidad de PMU necesarias para lograr la observabilidad completa del sistema.

5.2. Estimación de Estados.

La conjunción de sistemas WAMS con base en PMU y de sistemas SCADA puede incrementar la robustez y confiabilidad de la red, así como evitar los sobrecostos relacionados con apagones masivos. El uso de los PMU también es útil para los sistemas interconectados, en los que coexisten diferentes centros de control en diferentes áreas operativas, para unificar las referencias angulares con base en PMU ubicados en lugares estratégicos dentro del sistema.

Los datos obtenidos mediante PMU proporcionan la evaluación directa del estado, lo cual puede simplificar de manera significativa el EE tradicional y no implica ningún cambio en los EE existentes. Los cambios podrían ser en las técnicas de solución. Por ejemplo, el problema de EE puede formularse como dos sub-problemas, uno está compuesto solamente por las medidas del SCADA, el otro por las del PMU / SCADA. El primer modelo se resuelve de la manera tradicional. El segundo se puede abordar como una EE mixta local, en la cual el sistema se divide automáticamente en cierta cantidad de islas observables localmente. La EE localizada puede procesarse fácilmente. Durante el proceso de estimación, basándose en el método de los mínimos cuadrados ponderados, las mediciones de los PMU y del SCADA pueden mezclarse para corregir las variables de estado locales desde los PMU. Cuando los estados de los PMU son confiables y precisos, el estimador local puede omitirse ([Ver Fig. 5](#)) ([Yang et al., 2007](#); [Centeno et al., 2006](#)).

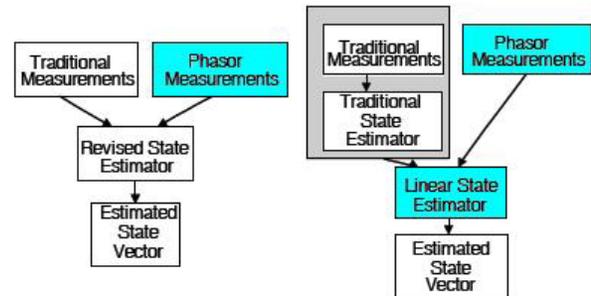


Fig. 5. Esquemas propuestos de EE con PMU Tomada de XM (2010).

5.3. Estabilidad.

Para conservar el SP estable los generadores deben inyectar la misma cantidad de energía consumida por las cargas que se encuentran conectadas a la red en ese momento. Aunque la anterior es una condición importante para la estabilidad, no es la única, también existen fenómenos como los transitorios que hacen que el SP pierda la estabilidad y el sincronismo. Cuando se pierde el sincronismo en un área del SP y no se corrige ágilmente, se corre el riesgo de iniciar un efecto de desconexiones en cascada o “dominó”, que puede terminar causando un apagón del SP. De ahí el gran interés de monitorear en tiempo

real los ángulos de tensión y corriente en diversos puntos de la red. La tecnología PMU permite realizar estos monitoreos, simplificando matemáticamente los procesos de cálculo, al transformar los números complejos en fasores, agilizando así el procesamiento de las señales (Zhou et al., 2010).

5.4. Control y protección.

En la actualidad, las medidas fasoriales sincronizadas han sido usadas principalmente para validación de modelos, análisis post-falla, monitoreo en tiempo real, entre otras actividades similares. Sin embargo, los sincrofasores tienen un potencial mayor que para ser sólo utilizados en monitoreo y visualización del SP. Estos dispositivos, también pueden ser usados en el control y la protección de los sistemas.

En un SP, las acciones de control son tomadas con base en modelos matemáticos del sistema, implementados con parámetros proporcionados por los fabricantes, sin considerar las posibles variaciones que pueden resultar de la dinámica del sistema. La llegada de los PMU permite tener controles basados en medidas remotas sincronizadas en el tiempo; lo que permite mejorar en cierto grado la confiabilidad en las acciones de control disminuyendo incertidumbre en la toma de decisiones. Es de esperarse que dichos controles tengan menos dependencia del modelo del sistema que está siendo controlado.

Las medidas fasoriales son particularmente efectivas en mejorar las funciones de las protecciones que tienen respuestas relativamente lentas. Para tales funciones de protección, el tiempo de latencia de las medidas remotas no es un problema significativo.

5.5. Parametrización de la red.

Con la metodología convencional empleada en el proceso de estimación de estados, se suele tener el error de caracterización del sistema, debido a que el modelo del sistema se calcula para una situación diferente al momento en que se toma la medida fasorial y no se tiene certeza de la invariancia del modelo. Es posible corregir este error, calculando directamente los parámetros de las líneas, de los transformadores, de los generadores, etc., empleando las medidas fasoriales sincronizadas de los PMU, permitiendo

de esta forma caracterizar los parámetros y validar o ajustar los modelos para continuar con la estimación del estado del SP.

Realizando algunas operaciones matemáticas básicas, es posible expresar la admitancia de línea en términos de los voltajes y las corrientes:

$$Y_{ij} = \frac{\bar{I}_{ij} \cdot \bar{V}_j + \bar{I}_{ji} \cdot \bar{V}_i}{\bar{V}_i^2 - \bar{V}_j^2} \quad (1)$$

La tensión a lo largo de la línea es determinada basada en la relación entre la corriente y la tensión en las terminales.

5.6. Localización de fallas.

La localización de fallas en sistemas de transmisión ha sido motivo de estudio por mucho tiempo, arrojando diferentes métodos para solucionar el problema, basados en información de fallas locales, mediciones de corrientes y tensiones en un terminal y tensiones sincronizadas en dos y múltiples terminales. Ahora con la incursión de la tecnología PMU en los sistemas de potencia, es posible determinar rápidamente la ubicación de una falla, a partir de las mediciones fasoriales en tiempo real obtenidas mediante equipos PMU ubicados en cada tramo de la línea de transmisión, minimizando así los errores ocasionados por la variación de la impedancia en los diferentes tramos de la línea.

Otra aplicación de esta tecnología es la realización de los análisis post-mortem, para la cual el valor agregado de la penetración de la tecnología PMU en los SP radica, básicamente, en la creación de nuevas bases de datos más fiables y precisas.

6. CARACTERIZACIÓN DE UN SIN.

En este capítulo se realizarán diferentes sensibilidades sobre una de las áreas del sistema de potencia colombiano, con el fin de caracterizarla en función de los ángulos de tensión. Todas las simulaciones son realizadas por medio del software DIGSILENT Power Factory, versión 13.2, en un caso de planeación del SIN (Sistema Interconectado Nacional), con

la máxima demanda para el año 2010 y los proyectos de expansión aprobados para este año. Este caso fue entregado de forma digital por la empresa XM y contiene las características técnicas de los diferentes elementos que conforman el SIN, las cuales son tomadas de los parámetros técnicos declarados por los diferentes agentes.

Para facilidad en el análisis del SP, éste se dividió en 5 áreas, llamadas A, B, C, D y E.

6.1. Caso de estudio.

El área de interés del presente trabajo será el área D, mostrada en la Fig. 6. Las diferentes simulaciones se realizarán para el caso de máxima importación a esta área, en este escenario dicha área se encuentra con la generación interna mínima, garantizando las tensiones y límites de reactivos de operación permitidos; lo cual hace máxima la importación de potencia desde las otras áreas hacia ésta.

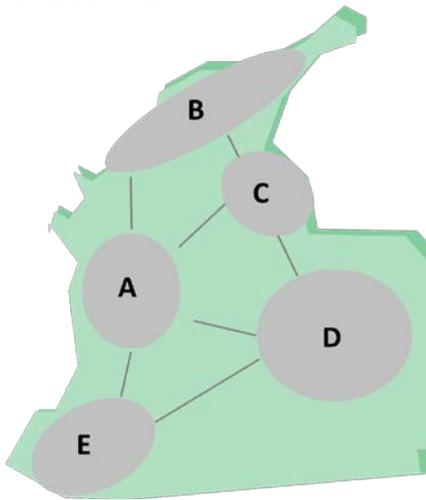


Fig. 6. Área D. Modificado de XM (2010).

Los datos principales del caso de estudio son:

- Generación: 11699,9 MW.
- Carga: 11404 MW.

De los valores de los ángulos de tensión en diferentes barras del SP se puede realizar un promedio de éstos para cada una de las áreas, obteniendo como resultado la gráfica de la Fig. 7.

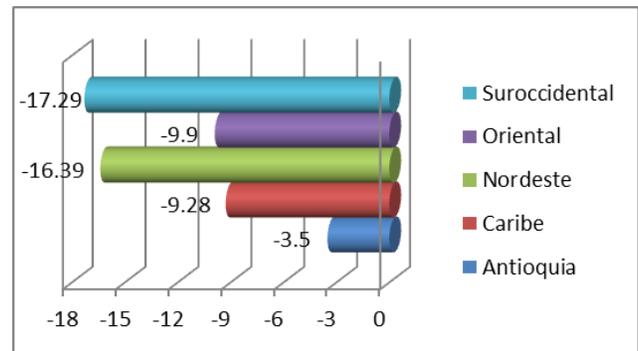


Fig. 7. Ángulos promedio por área para el caso base.

Estos valores angulares promedio muestran una relación entre el flujo de potencia y el ángulo de tensión, y cómo a medida que se atrasa el ángulo de un área específica, con respecto a la referencia, la potencia transferida o la importación a ésta, se hace más evidente.

La Tabla 1 muestra varias diferencias angulares entre barras del SP que nos ayudan a caracterizar el SP en la situación actual.

Tabla 1. Diferencias angulares caso base.

Barras		Dif Ang [°]
Esmeralda	Jamondino	12.07932
Jamondino	Ocaña	-14.65165
Chivor	Esmeralda	12.812079
Sabanalarga	Jamondino	18.807701
Yumbo	Chivor	-17.658429
Yumbo	Ancon Sur	-13.158471
San Carlos	Sabanalarga	1.355473
San Carlos	Jamondino	20.163174
Betania	Ocaña	-5.23622
Ocaña	Sochagota	-4.780109
Esmeralda	Torca	-2.70761
Chivor	Torca	10.104469
Torca	Ancon Sur	-5.604511
San Carlos	Ancon Sur	-0.228267
Torca	San Carlos	-5.376244

6.2. Máxima importación área D.

Un estado del SP importante para analizar es el de máxima importación a un área, ya que con éste se puede ver una situación específica, en la cual el área de interés posee el menor número de unidades generadoras posibles y las áreas restantes incrementan su generación, maximizando la importación hacia dicha área, generando así un conjunto de condiciones límites de operación del SP.

El mínimo de unidades de generación de esta área es de 19 unidades, de 34 disponibles, respetando los límites de operación permitidos.

En la Fig. 8 podemos observar cómo los ángulos promedios por área presentan una variación, en la cual se disminuyen los ángulos del área D y B, mientras que los otros incrementan su valor. Dicha variación se presenta debido a la nueva distribución de la generación en las áreas.

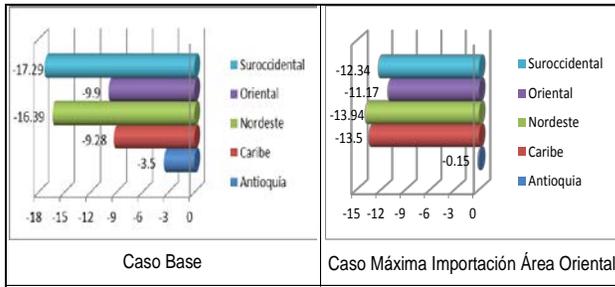


Fig. 8. Comparación ángulos promedio.

La Fig. 9 muestra gráficamente los flujos de potencia a través de las líneas de interconexión y las diferencias angulares entre las diferentes áreas del sistema de potencia, cuando éste se encuentra en una situación normal y en una de máxima importación al área D. En esta figura se puede observar fácilmente la relación existente entre el flujo de potencia y la diferencia angular entre las barras de la línea, es decir, como cuando el flujo de potencia aumenta la diferencia angular aumenta e inversamente.

En la Fig. 10 se puede ver gráficamente los diferentes flujos de potencia a través de las líneas de interconexión y las diferencias angulares entre las áreas del sistema de potencia, para condiciones de contingencia N-1 y N-2 en un caso de máxima importación al área D. En ésta se puede observar que al presentarse la contingencia N-1 parte del flujo que circulaba desde el área A hacia la D ahora circula hacia D a través de las áreas C y E, modificando así las diferencias angulares entre estas áreas. También se puede ver como para la contingencia N-2, interna al área D, no se presentan grandes variaciones en los flujos de potencia entre las áreas, por lo tanto las variaciones de los ángulos entre las áreas son menores que las presentadas para la contingencia N-1, tomando como referencia los ángulos con el sistema en máxima importación al área D.

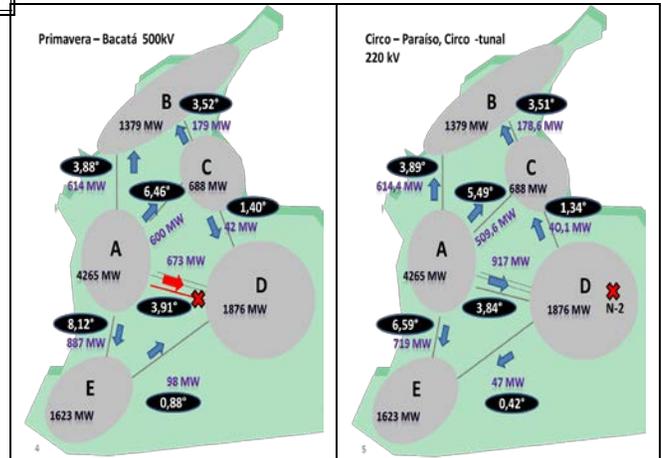


Fig. 10. Flujos de potencia y diferencias angulares en el SP ante contingencias.

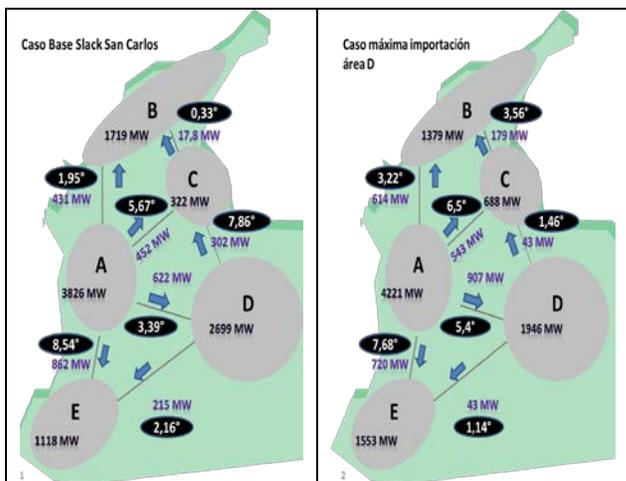


Fig. 9. Comparación flujos de potencia y diferencias angulares.

7. CONCLUSIONES

Al presentarse la salida de una línea de interconexión entre dos áreas (contingencia N-1) se observa cómo la diferencia angular entre éstas aumenta, debido a la variación de la impedancia de la interconexión y la redistribución del flujo de potencia por áreas adyacentes.

Si se tiene un sistema equilibrado por áreas, es decir un SP donde las áreas tengan su carga muy cercana a su generación, se tendrá un sistema más robusto ante fallas en líneas de interconexión, dada la autosuficiencia de cada área.

De lo investigado y las pruebas realizadas en el presente trabajo no es posible establecer criterios

suficientes que permitan definir cuándo una variación angular es anormal o puede considerarse peligrosa para la estabilidad del sistema de potencia. Se ve más pertinente el estudio de diferencias angulares para este fin, las cuales deberían mantener más estable su valor, ya que no dependerían de una referencia (Slack).

Las salidas sucesivas de líneas de interconexión en el caso de fallas mayores a N-2 en el área D, tienen un gran impacto en dicha área, debido a la situación agravante de su operación con el mínimo de unidades de generación, lo cual hace que la potencia exportada por el área A (principalmente) y las otras áreas sea indispensable para la operación del área D, dentro de los rangos establecidos.

De los resultados obtenidos mediante la actuación de esquemas suplementarios, es decir, sistemas de desconexión de generadores o deslastre de carga, RAG y EDAC respectivamente, ante situaciones críticas de operación del SIN, se puede inferir que el sentido de variación de los ángulos de tensión (horario u antihorario) puede ser un indicador que permita iniciar procesos rápidos de desconexión de carga o generación en busca de la estabilidad del sistema de potencia.

Algunas de las aplicaciones actuales, ofrecidas por los fabricantes, sobre programas WAMS son para la detección de violaciones a rangos establecidos de variables como nivel de carga, tensión, frecuencia, modos de oscilación, entre otros, dando como resultado la aparición de alarmas.

Con la implementación de sistemas que cuenten con mediciones PMU, se podría afirmar que la estimación del estado pasaría a ser una medición del mismo, basada en el vector de estados, el cual puede ser medido directamente por las unidades PMU, dando como resultado una estimación mejor que la estimada a partir de las mediciones SCADA.

Antes de implementar unidades de medición fasorial es muy importante definir según la aplicación, cuáles son las barras más relevantes para la instalación de estos equipos, ya que no todas las barras del SP nos muestran los mismos comportamientos; hay unas que nos pueden brindar gran cantidad de medidas, por ser barras centrales o principales, pero pueden no mostrar los mismos inconvenientes de una barra aislada, por ejemplo para un final de conexión radial.

Según la información encontrada durante el desarrollo del trabajo, la principal aplicación o por lo menos una de las primeras en el proceso de adopción de la tecnología PMU en sistemas de potencia es la estimación de estados, pero para un esquema híbrido, en el cual se integran las funcionalidades de PMU y sistemas tradicionales EMS, mejorando la precisión y otros factores de la estimación.

AGRADECIMIENTO

Se agradece el gran compromiso por parte del grupo de investigación TyD de la universidad pontificia bolivariana, en especial a los investigadores Carolina Escobar, Julian Castaño y a la profesora, investigadora, PhD. Marisol Osorio. De igual forma a la empresa XM por su disposición en la solución de inquietudes y por los diferentes recursos facilitados. "La responsabilidad científica de este trabajo es solamente de los autores"

REFERENCIAS

- A.G. Phadke and J. S. Thorp, "History and applications of phasor measurements," Power Systems Conference and Exposition, PSCE. IEEE PES, pp. 331 - 335, 2006.
- D. Hamai, M. G. Adamiak K. E. Martin, "Exploring the IEEE Standard C37.118-2005," IEEE Transactions on power delivery, vol. 23, October 2008.
- D.G. Colomé C.A. Juárez, "Tendencias en la supervisión en tiempo real de la estabilidad de pequeña señal de sistemas de potencia," Mayo 2009.
- David Uy, Vasudev Gharpure, Damir Novosel, Daniel Karlsson, Mehmet Kaba David G. Hart, "Unidades PMU Supervisión de las redes eléctricas: un nuevo enfoque," Revista ABB, vol. 1, pp. 58-61, 2001.
- Debbie Q. Zhou, U. D. Annakkage, and Athula D. Rajapakse, "Online Monitoring of Voltage Stability Margin Using an Artificial Neural Network," IEEE Transactions on Power Systems, vol. PP, no. 99, pp. 1-9, 2010.

Dirección Planeación de la Operación Gerencia Centro Nacional de Despacho, Diseño Conceptual SIRENA Fase I, Junio de 2009.

F. Magnago, R.A. Lima R.G. Prat, "Aspectos Noveles de Estandar IEC 61850 ," in décimo tercer encuentro regional iberoamericano de CIGRÉ, Puerto Iguazú, Argentina, 24 al 28 de mayo de 2009.

IEEE-SA Standards Board, IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, IEEE Std C37.118™-2005, 2005, Sponsored by the Power System Relaying Committee.

Ivica Pavic, Atila Barta, Igor Ivankovic, Neven Baranovic, Zdeslav Cerina, Renata Matica Srdjan Skok, "Hybrid State Estimation Model Based on PMU and SCADA Measurements," Monitoring of Power System Dynamics Performance, Saint Petersburg, 28-30 April 2008.

Ming Zhou, Virgilio A. Centeno, James S. Thorp, and Arun G. Phadke., "An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators," IEEE transactions on power systems, vol. 21, no. 4, November 2006.

Qixun Yang, Tianshu Bi, and Jingtao Wu., "WAMS Implementation in China and the Challenges for Bulk Power System Protection," Power Engineering Society General Meeting, IEEE, pp. 1 - 6, 2007.

R. Nuqui and A. Phadke, "Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 4, pp. 2381–2388, 2005.

Roy H. Campbell Yingyi Liang, "Understanding and Simulating the IEC 61850 Standard," University of Illinois at Urbana-Champaign.

Rui M. Moraes, Hector A. R. Volskis, and Yi Hu., "Deploying a Large-Scale PMU System for the Brazilian Interconnected Power System," in Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008. Third International Conference, 2008, pp. 143 - 149.

Saikat Chakrabarti, Elias Kyriakides, Tianshu Bi, Deyu Cai, and Vladimir Terzija,

"Measurements get together," IEEE Power & Energy Magazine, pp. 41 – 49, January/February 2009.

Tao Yang, Hongbin Sun, and A. Bose, "Two-level PMU-based linear state estimator," in Power Systems Conference and Exposition, PSCE '09. IEEE/PES, pp. 1 – 6, 2009.

X.H. Qin, Q.X. Yang T.S. Bi, "A novel hybrid state estimator for including synchronized phasor measurements," Electric Power Systems Research, 2007.

XM, filial de ISA. Estado del Arte en Observación del SEP Empleando la Tecnología PMU. Informe realizado por el grupo de investigación TyD de la Universidad Pontificia Bolivariana. Abril, 2010.

SOBRE LOS AUTORES

José D. Restrepo

Ingeniero Electricista y estudiante egresado no graduado de Ingeniería Electrónica de la Universidad Pontificia Bolivariana en 2010, asistente del grupo de investigación en transmisión y distribución de energía eléctrica, desde febrero de 2010. Trabajó en Solar Plus, con sistemas de energía solar, como asesor comercial.

Gabriel J. Lopez

Ingeniero Electricista y MSc en 2002 y 2007 respectivamente de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia, donde es Profesor Asistente de medio tiempo e Investigador en la Facultad de IEE desde 2004. Trabajó para HMV Ingenieros y actualmente es Consultor en Unión Eléctrica Ltda.

Jorge W. Gonzalez

Ingeniero Electricista de la Univ. Nacional en 1992 y MSc - PhD. en 2003 y 2006 respectivamente de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia, donde es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador en la Facultad de IEE desde 1997. Trabajó ocho años para HMV Ingenieros. Ha trabajado para Siemens, Erlangen en la sección PTD (FACTS y HVDC). Es investigador invitado del Werner von Siemens laboratory en Univ. Kempten, Alemania y en el

Power Systems Institute en Erlangen Univ.
Alemania.

Hernán M. Sanchez

Ingeniero Electricista de la Univ. Nacional y MSc. en Mercados Eléctricos. Actualmente es empleado de la empresa XM Compañía de Expertos en Mercados en el área de planeamiento. Actualmente trabaja con el proyecto SIRENA, que tiene por objetivo implementar un sistema de defensa nacional contra eventos de gran escala en el sistema de potencia, empleando tecnología PMU.