

Caracterización del Ángulo de Voltaje en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano Utilizando Mediciones del PMU, un Factor Importante en la Seguridad del Sistema

R. Barba

C. Erazo

Centro Nacional de Control de Energía - CENACE

Resumen— El objetivo del artículo es identificar el comportamiento de la variación angular en las subestaciones de 230 kV del Sistema Nacional Interconectado que cuentan con medición de PMU's, para los diferentes escenarios de demanda y de hidrología. La definición de estas curvas de comportamiento característico y la comparación con las curvas obtenidas en la operación en tiempo real, permitirá identificar tendencias anormales en la evolución de los parámetros eléctricos, de tal manera que el Operador podrá tomar las medidas preventivas para retornar al sistema a una operación estable.

En primera instancia se realiza una breve introducción a las redes WAMS, describiendo cada uno de sus componentes.

Para posteriormente proceder a realizar la identificación del comportamiento normal de la diferencia angular en el sistema de potencia, tomando como base los datos obtenidos de la red de unidades de medición fasorial disponibles en el sistema.

Palabras clave— Caracterización angular, ángulo de voltaje, seguridad del sistema.

1. INTRODUCCIÓN

En un sistema eléctrico de potencia la energía fluye a través de las líneas de transmisión desde las centrales de generación hasta los centros de consumo cumpliendo la regla que la energía generada es consumida en ese instante. Por lo que es tarea del operador mantener este equilibrio entre generación y carga para lograr un funcionamiento estable y garantizar la continuidad del mismo tras presentarse una contingencia.

Para mantener el equilibrio el operador realiza diferentes maniobras basado en las mediciones que visualiza en el centro de control. Hoy en día se ha logrado tener mayor precisión, cantidad y calidad en las mediciones gracias a la incorporación de las unidades de medición fasorial (PMU) al sistema eléctrico. Estos medidores permiten conocer los

valores de voltaje y corriente con su módulo y ángulo, además ofrece una misma estampa de tiempo sincronizada con GPS y una resolución mucho mayor a la desplegada por las mediciones de un sistema SCADA.

Con las mediciones de los PMU se puede determinar si un sistema está atravesando una situación de inestabilidad, alertar que el sistema está próximo a ingresar a una condición insegura de operación o simplemente indicarle al Operador del sistema si el comportamiento del sistema de potencia es atípico. Esta información sirve al operador para que tome acciones encaminadas a retornar a los valores a operación normal y evitar daños en equipos, suspensión del suministro o colapsos en el sistema.

Se puede utilizar las mediciones del ángulo de voltaje obtenidas de los PMU y monitorear la separación angular entre dos barras para conocer el nivel de estrés al que está siendo sometido esta parte del sistema, ya que si este ángulo se incrementa se puede llegar a escenarios de inestabilidad y posible colapso de voltaje.

2. GENERALIDADES

El crecimiento de la demanda en el sistema eléctrico ecuatoriano ha superado en gran medida a la incorporación de nuevas instalaciones para generación y transporte de energía eléctrica, lo que ha ocasionado que las líneas de transmisión existentes trabajen muy cerca de sus límites operativos, afectando así a la seguridad del sistema ya que líneas con altas transferencias son activadores para la presencia de oscilaciones poco amortiguadas.

2.1. Redes WAMS

El Wide Area Monitoring System (WAMS) es un sistema que utiliza la nueva tecnología para la adquisición de datos brindada por los PMU localizados a lo largo del sistema eléctrico de potencia, algoritmos para el procesamiento de señales digitales y la infraestructura capaz de proporcionar información dinámica del sistema [1].

La red WAMS consta de varios componentes que están divididos en niveles, desde el nivel menor al mayor tenemos a: TP's y TC's, PMU, PDC, históricos y análisis [2].

En el primer nivel se tiene a los elementos finales de medida que son los transformadores de potencial (TP's) y los transformadores de corriente (TC's) de los cuales depende la exactitud y precisión de la media.

El segundo nivel lo componen las Unidades de Medición Fasorial (PMU) que son equipos que calculan el fasor de voltaje o corriente utilizando las mediciones de los TC's y TP's. Además posee un receptor de satélite GPS que proporciona un pulso de sincronización precisa con relación a las medidas de entrada de voltaje y corriente. A partir de estas muestras se calcula los voltajes y corrientes de secuencia positiva y marca el tiempo exacto en que se midió el fasor. Finalmente el PMU prepara un mensaje con la marca de tiempo y datos del fasor en un formato definido por la norma IEEE 37.118 - 2005 y estos datos puedan transmitirse a través de un enlace de comunicación disponible [3].

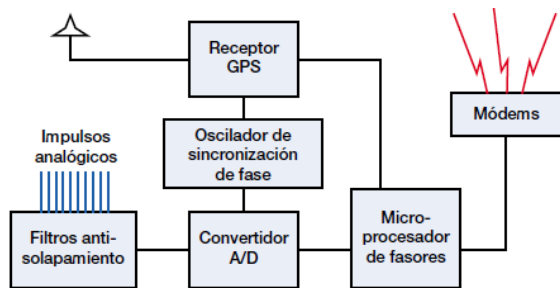


Figura 1: Diagrama de bloque del funcionamiento del PMU [3]

En el tercer nivel se encuentran los concentradores de datos (PDC) que son dispositivos encargados de recibir y correlacionar de acuerdo a las estampas de tiempo los datos fasoriales provenientes de los PMU o de otros PDC, para el caso de un Súper PDC y de esta manera crear un conjunto de datos fasoriales de todo el sistema eléctrico. Además los PDC cuentan con un registro histórico para el almacenamiento de datos y proporcionan los mismos para funcionamiento de otras aplicaciones.

Por último en el cuarto nivel se encuentran todos los programas y aplicaciones para el análisis de datos ya sean históricos o en tiempo real permitiendo generación de alarmas ante perturbaciones en el sistema.

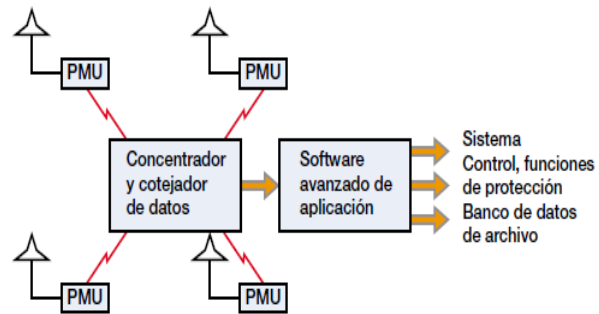


Figura 2: Diagrama esquemático de una red WAMS [3]

2.2. Aplicaciones de las WAMS

Con la incorporación de las redes WAMS a los sistemas eléctricos de potencia (SEP) y a la versatilidad que estos presentan en la forma, cantidad y análisis de datos mostrados emerge un nuevo paradigma en la operación en tiempo real de un SEP.

Se puede clasificar a las aplicaciones de los PMU y las redes WAMS en: observación, estimación de estados, estabilidad, protección y control, parametrización de la red, entre otros [4]. A continuación se detalla brevemente cada uno.

2.2.1. Observación

Se incrementa el monitoreo global de la red con la obtención de las variables eléctricas de la subestaciones, que de igual manera provee las mediciones tradicionales de UTR, con la diferencia que con los PMU se tiene la medición directa de las magnitudes y los ángulos de voltaje y corriente, con una actualización de 20 a 60 mediciones por segundo que es mucho mayor al refrescamiento de 2 o 4 segundos brindado por las UTR's.

2.2.2. Estimación de estados

Se fortalece la robustez y la confiabilidad del estimador de estado al incluir las mediciones del PMU que proporcionan la una evaluación directa del estado del sistema y simplificar los pasos del estimador de estado tradicional.

En primera instancia se puede adoptar un estimador de estado híbrido donde se mezclan las mediciones SCADA con las del PMU y en el proceso de estimación, basado en el método de los mínimos cuadrados ponderados, se utiliza los datos del PMU para corregir las variables calculadas por el estimador. Y cuando los estados mostrados por el PMU son confiables y precisos se puede remplazar al estimador tradicional. [4]

2.2.3. Estabilidad

La estabilidad de un sistema eléctrico se la define como la capacidad de dicho sistema para, a partir de una condición inicial de operación dada, recuperar un estado de equilibrio operacional después de haber estado sujeto a una perturbación como: disparo de generación, salida de líneas de transmisión, variaciones súbitas de carga, entre otras, con el mayor número de variables dentro de sus límites, de tal manera que prácticamente el sistema completo permanece intacto [5].

Hay varios métodos para calcular los modos de oscilación que pueden presentarse en un SEP, la mayoría de estos se la realiza con programas fuera de línea y resolviendo gran cantidad de ecuaciones diferenciales.

Con los fasores obtenidos de los PMU y con un aplicativo se puede obtener en tiempo real los modos de oscilación para la frecuencia y diferencia angular en todas las subestaciones donde están instalados los PMU. Con esto se puede monitorear la estabilidad de ángulo y de voltaje del SEP en tiempo real.

2.2.4. Protección y control

Se puede utilizar las mediciones de los PMU para que sirvan de entrada para los sistemas de protección.

De igual manera se han desarrollado varios esquemas para que el PMU al detectar alguna anomalía o inestabilidad en el sistema envíe comandos a los SVC o FACTS para tratar de mantener estable al sistema como lo indica en [6].

2.2.5. Parametrización de la red

Se puede calcular directamente los parámetros de las líneas de transmisión, transformadores, generadores, ajustar modelos de PSS mediante las mediciones de los PMU. Por ejemplo se puede calcular la admitancia de una línea mediante la medición de voltaje y corriente en cada nodo de la línea.

3. CARACTERIZACIÓN DEL ÁNGULO DE VOLTAJE

El flujo de potencia activa y reactiva que fluye a través de un elemento tiene relación directa con la diferencia angular entre los dos terminales al que este conectado el elemento. Por lo que a mayor flujo de potencia la diferencia angular será mayor.

Se utilizará los datos de diferencias angulares obtenidas de los PMU instalados en el SNI (Sistema Nacional Interconectado) con el objetivo de determinar las diferencias angulares características

del sistema eléctrico ecuatoriano en diferentes escenarios de hidrología.

Cabe indicar que una vez recolectada los datos de los PMU se encontraron que el registro en el histórico no estaba disponible para todos los PMU por lo que se limitaba el análisis a la diferencia angular entre las subestaciones Molino y Totoras de 230 kV.

Se determinó la curva de diferencia angular entre Molino y Totoras para un día laborable y un fin de semana para los escenarios de hidrología alta y baja.

3.1. Definición de escenarios

Las condiciones de operación del SNI varían dependiendo de las condiciones hidrológicas, días de la semana, periodos de demanda y otras de menor impacto. Por lo que el estudio de caracterización del ángulo de voltaje se lo va a desarrollar para periodos con hidrología alta y con hidrología baja. Dentro de estos periodos se tomará un día laborable y un día de fin de semana para evaluar por demanda base, media y máxima el comportamiento del ángulo de voltaje.

3.2. Instalaciones con supervisión de PMU

A finales del año 2011 se concluyó la instalación 5 PMU's en las subestaciones de 230 kV del SNI. Para el siguiente año se continuó instalando PMU y desde agosto del 2012 se cuenta con 9 PMU's en total, que se encuentran en las siguientes subestaciones.

Tabla 1: Subestaciones con PMU hasta agosto 2012

Subestación	Posición
Molino	Pascuales 1 230 kV
Totoras	Santa Rosa 1 230 kV
Pomasqui	Jamondino 2 230 kV
	Jamondino 3 230 kV
Quevedo	Pascuales 1 230 kV
	alta ATT 138 kV
Pascuales	Molino 2 230 kV
	Molino 1 230 kV
Santa Rosa	Totoras 1 230 kV
	Totoras 2 230 kV
	Santo Domingo 1 230 kV
	Pomasqui 1 230 kV

Cabe indicar que se espera que para fines de septiembre de 2012 se tengan instalados 14 PMU en el sistema nacional interconectado ecuatoriano.

Los PMU's se han instalado en subestaciones del anillo de 230 kV y se tiene por lo menos un PMU en cada una de las zonas que se puede dividir el SNI para restablecimiento en caso de colapso total y son: Totoras – Santa Rosa, Molino – Milagro, Santo Domingo – Quevedo y la zona de Pascuales.



Figura 3: Mapa geográfico de ubicación de PMU's en el SNI

3.3. Evaluación estadística de los datos del PMU

Una vez definidos los escenarios se tomó muestras de la diferencia angular para varios días coincidentes utilizando el registro histórico del programa Phasor Point Workbench de Psymetrix. La evaluación se la realizó utilizando la opción PDX2 con una medición de 20 muestras por segundo para todos los PMU.

En el SNI la barra oscilante es la S/E Molino y esta sirve también de referencia para las mediciones de los PMU's, por lo que la diferencia angular entre una S/E y la S/E Molino es la que va a ser considerada en este estudio.

Conforme se lo indicó en párrafos anteriores, debido a problemas de la data se procedió a trabajar con la información de la diferencia angular entre las S/E Molino y Totoras 230 kV.

Se tomó los datos para la diferencia angular entre Molino y Totoras para 21 días, en cada día se debe tener 4320 muestras, para la depuración de la data se consideraron los siguientes problemas: falta de estampa de tiempo, es decir, no existe el dato y el segundo es que el dato no es válido.

De la estadística se observa que hay días en que los datos con falta de estampa de tiempo o datos faltantes

pueden llegar hasta el 62% y en promedio se tiene un 13,9% de datos faltantes. Mientras que los datos no válidos son en promedio el 16,4% de los datos totales obtenidos para cada día.

Tabla 2: Estadística de datos no válidos y faltantes del PMU

Día	Datos no válidos	Datos totales	Datos faltantes	% datos no válidos	% datos faltantes
04/07/2012	132	1 631	2 689	8,1	62,2
08/07/2012	502	4 260	60	11,8	1,4
11/07/2012	89	4 320	0	2,1	0,0
15/07/2012	1 750	3 987	333	43,9	7,7
18/07/2012	132	1 631	2 689	8,1	62,2
22/07/2012	427	4 260	60	10,0	1,4
25/07/2012	634	4 021	299	15,8	6,9
29/07/2012	576	1 926	2 394	29,9	55,4
01/08/2012	1 173	4 198	122	27,9	2,8
05/08/2012	0	4 320	0	0,0	0,0
08/08/2012	1 090	4 181	139	26,1	3,2
12/08/2012	167	4 320	0	3,9	0,0
15/08/2012	1 491	4 200	120	35,5	2,8
19/08/2012	429	4 320	0	9,9	0,0
22/08/2012	1 111	4 197	123	26,5	2,8
26/08/2012	630	4 247	73	14,8	1,7
29/08/2012	641	4 031	289	15,9	6,7
02/09/2012	293	2 250	2 070	13,0	47,9
05/09/2012	532	3 233	1 087	16,5	25,2
09/09/2012	287	4 320	0	6,6	0,0
12/09/2012	732	4 260	60	17,2	1,4
Promedio				16,4	13,9

3.4. Resultados obtenidos

Organizados los datos por condición hidrológica y por día se obtuvo el promedio de la diferencia angular para cada periodo de demanda.

3.4.1. Diferencia angular Molino – Totoras para un día laborable

Como se muestra en la Figura 4, el comportamiento de la diferencia angular entre Molino y Totoras es prácticamente similar para las hidrologías alta y baja, con la singularidad de que se tiene mayor valor de diferencia angular para la demanda media y punta en hidrología baja que en la alta. Sucede lo inverso para el periodo de demanda base donde es mayor la diferencia

angular para condiciones de alta hidrología, lo cual es concordante con las características de los despachos de dichos períodos, maximización de Paute.

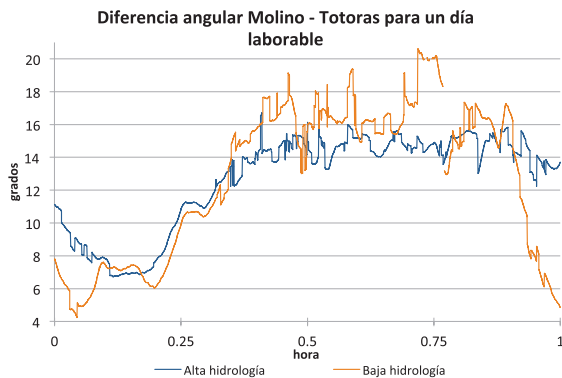


Figura 4: Diferencia angular Molino – Totoras en día laborable

Otro detalle que se puede observar es que hay similitud en los valores de diferencia angular para los periodos de demanda base y punta.

Se pudo observar que la diferencia angular entre Molino y Totoras puede alcanzar valores desde 4 hasta 20 grados para condiciones de baja hidrología, mientras que puede variar de 6 a 16 grados para una hidrología alta.

3.4.2. Diferencia angular Molino – Totoras para fin de semana

De igual manera se recolectó los datos para un fin de semana, se puede visualizar en la Figura 5, que del valor de la diferencia angular es muy diferente para baja y alta hidrología. Existe un marcado contraste entre demanda punta y las demandas base y media para el escenario de hidrología baja. En cambio para la condición de hidrología alta la curva es muy parecida a la de un día laborable, es más, en ésta se llega a tener valores superiores que en un día laborable con alta hidrología.

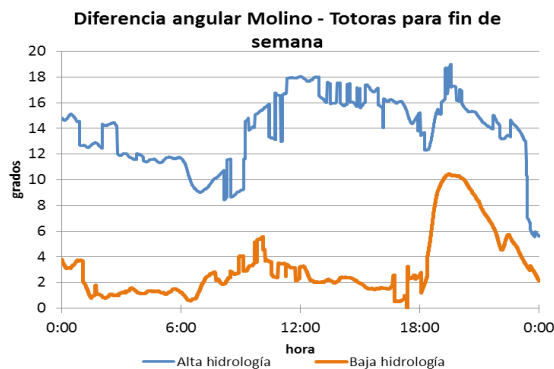


Figura 5: Diferencia angular Molino – Totoras en fin semana

De igual manera se puede decir que la diferencia angular entre Molino y Totoras está entre 1 y 10 grados para un escenario de baja hidrología, en tanto que para hidrología alta esta puede tomar valores de 6 a 18 grados, concomitantemente con los altos flujos que se pueden registrar, en este período en la L/T bajo análisis; flujo de potencia desde la central Paute hasta el centro de carga en la capital - Quito.

3.4.3. Área característica de la diferencia angular Molino – Totoras

Debido a que las curvas mostradas anteriormente presentan demasiadas variaciones y no serían una herramienta adecuada para seguir el comportamiento de la diferencia angular en tiempo real, se redujo estas curvas al promedio horario alcanzado que está delimitado por la desviación estándar que se calcula para cada hora. De esta manera se conforma una zona o área en la cual existe una alta probabilidad que fluctúen los valores de la diferencia angular entregados por los PMU.

Así se construyeron áreas para un día laborable para el escenario hidrológico alto y bajo.

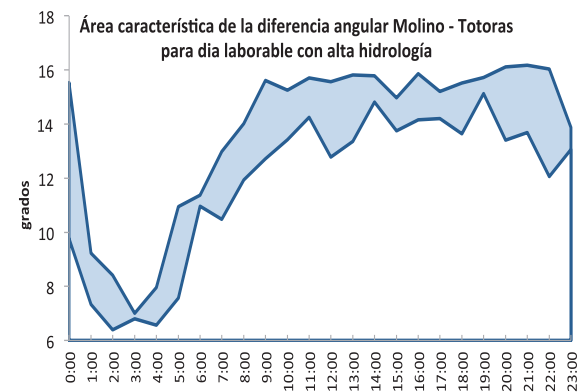


Figura 6: Área característica de la diferencia angular Molino – Totoras para día laborable con alta hidrología

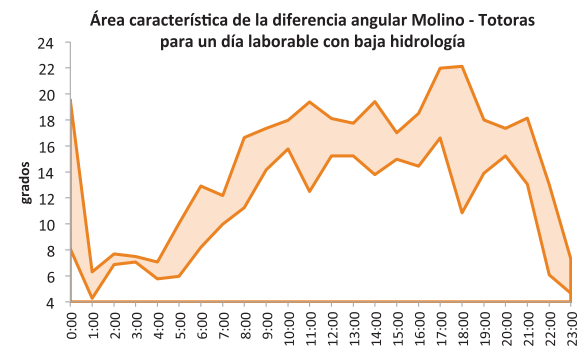


Figura 7: Área característica de la diferencia angular Molino – Totoras para día laborable con baja hidrología

También se cuenta con las áreas características de la diferencia angular Molino – Totoras para un fin de semana considerando los escenarios de hidrología.

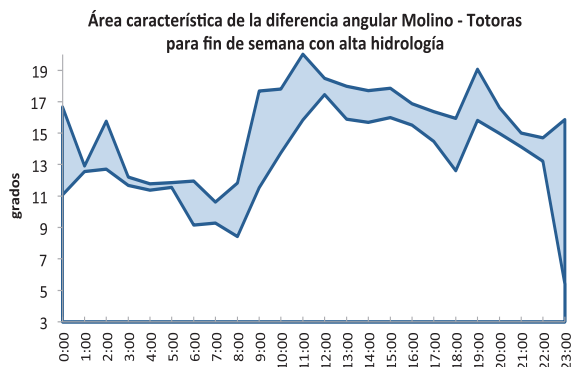


Figura 8: Área característica de la diferencia angular Molino – Totoras para fin de semana con alta hidrología

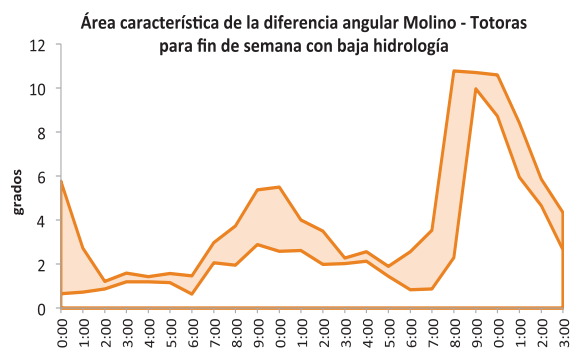


Figura 9: Área característica de la diferencia angular Molino – Totoras para fin de semana con baja hidrología

3.5. Utilidad de la curva característica de diferencia angular en la supervisión en tiempo real

Con las áreas características de los valores de la diferencia angular se puede, en tiempo real, visualizar de forma rápida algún comportamiento anómalo de la diferencia angular y poder reaccionar oportunamente; esto es si se observa tendencias fuera del área característica de operación.

A manera de ejemplo se utilizará los datos de los PMU para colocarlos en la curva característica y observar el comportamiento de la diferencia angular en condiciones normales de operación. Luego se insertará la simulación de una falla utilizando el flujo del operador del EMS para observar como varía la diferencia angular y de cómo el área característica nos puede alertar de la anomalía en el sistema.

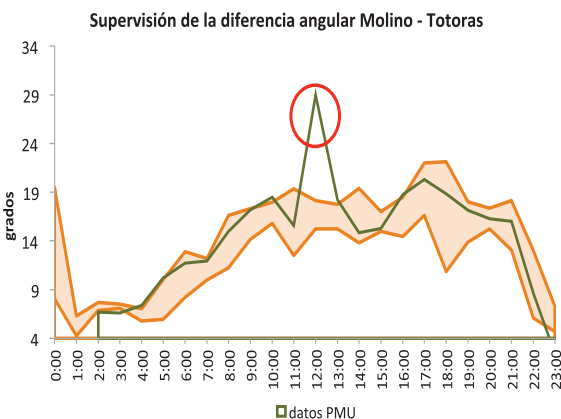


Figura 10: Ejemplo de la supervisión de la diferencia angular Molino – Totoras

En la Figura 10, se muestra la medición del PMU para un día, en este caso para hidrología baja, donde se observa que los valores están dentro del área característica definida. A las 12:00 horas se simula la apertura de la L/T Riobamba – Totoras 230 kV y con lo que aumenta la transferencia por la L/T Molino – Totoras 230 kV de 186 + j 10 MVA a 283 + j 42 MVA y también se incrementa su diferencia angular de 16 a 29 grados. En este ejemplo luego de suceder la falla la L/T Molino – Totoras 230 kV no queda sobrecargada, pero su diferencia angular se acerca a 30 grados y de superar este valor se pueden tener problemas de estabilidad.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con la incorporación de los PMU se tiene una mejor visibilidad del sistema eléctrico y la posibilidad de supervisar el comportamiento dinámico del mismo, accediendo a nuevos datos como: la diferencia angular y modos de oscilación en tiempo real.

Se obtuvo la curva característica de diferencia angular entre Molino y Totoras, encontrando que para escenarios de hidrología alta la diferencia angular es mayor que para hidrología baja. Esto se debe a la estrategia de maximizar la generación hidráulica en todo momento, generando altas transferencias desde la zona de generación, central Paute, hacia el segundo centro de carga principal del Ecuador, la zona de la capital - Quito

Sobre la base de la caracterización de la diferencia angular del sistema se puede tener control en la identificación de comportamientos atípicos, inclusive anómalos, resultado de una falla.

Es altamente necesario disponer de los datos del resto de PMU's en el registro histórico para poder realizar este tipo de análisis en el resto del sistema.

Sería interesante realizar la caracterización de la diferencia angular para días especiales, una vez que se obtenga la data necesaria.

Se encontró que los canales de comunicación con los PMU tienen deficiencias y se pierde mucha información que en determinadas ocasiones puede ser de gran relevancia, es importante que este tipo de red que gestiona información muy relevante tenga canales de comunicación dedicados.

La Interface Humano Máquina debería permitir la incorporación de la información de la caracterización angular, procesada por el usuario, e inclusive la incorporación de esta facilidad de manera automática, sobre la base de la data almacenada en el servidor respectivo, requiriéndose únicamente la definición de ciertos parámetros por el usuario.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Juárez C.A., Colomé D.G. (2009). “Tendencias en la Supervisión en Tiempo Real de la Estabilidad de Pequeña Señal de Sistema de Potencia”, Décimo tercer encuentro regional Iberoamericano de CIGRÉ.
- [2] Moreno S., León R.A. “Aspectos Técnicos de una WAMS de PMU’s”.
- [3] Hart D., Novosel D., Karlsson D., Kaba M., (2001). “Unidades PMU Supervisión de las Redes Eléctricas: un Nuevo Enfoque”. Revista ABB 1/2001.
- [4] Restrepo D., López G. (2010). “Posibilidades de Aplicación de PMU’s en un Sistema de Transmisión Nacional”. Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, Colombia.
- [5] Gallardo C. (2009). “Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetrabilidad de Parques Eólicos”. Tesis Doctoral. Universidad Carlos III, Madrid, España.
- [6] Zima M., Larsson M., Korba P., Rehtanz C., Andersson G. (2005), “Design Aspects for Wide-Area Monitoring and Control systems” .Proceedings of the IEEE, Vol. 93, No. 5, May 2005.
- [7] Sattinger W., Bertsch J., Reinhardt P. (2006), “Operational Experience with Wide Area Monitoring Systems”. CIGRÉ 2006 Session, Paris, Francia.
- [8] Quintanilla R. (2005), “Sistemas de Transporte Inteligentes Medición Sincronizada de Fasores”, IEEC 2005, Bilbao, Portugal.



Roberto Barba Barba.- Nació en Quito, Ecuador, en 1968. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1996 y recibió el grado de Magister en Investigación Operativa de la Escuela Politécnica Nacional en el 2004, Magister in Business Administration en el 2011. Se desempeña como Coordinador del Centro de Operaciones, del Centro Nacional de Control de Energía. Su campo de acción es la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado.



Christian Erazo Pazmiño.- Nació en Quito, Ecuador en 1982. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Politécnica Nacional en 2007; se desempeña desde el 2008 como Operador de Generación / Transmisión en la Sala de Control del CENACE.