

ANÁLISIS DE EVENTOS Y FALLAS EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO UTILIZANDO SIMULACIÓN DINÁMICA Y REGISTROS OSCILOGRÁFICOS

Kléber Vásquez

Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica, TRANSELECTRIC S.A.

RESUMEN

El análisis de las fallas y contingencias a las que se encuentra sometido un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) en muchos de los casos constituye una tarea compleja y laboriosa que requiere de la disponibilidad de información suministrada por los distintos componentes que conforman el sistema de protección, control y supervisión del SEP. Con frecuencia muchos de los eventos que se suscitan en el sistema quedan sin determinarse las posibles causas y características de los mismos o simplemente pasan por desapercibidos debido a la inexistencia de equipos adecuados para su monitoreo. La utilización de herramientas como los registros oscilográficos suministrados por los registradores de perturbaciones y simulaciones dinámicas realizadas en el programa Power factory de DigSilent permiten realizar el estudio de un evento que a pesar de no haber sido de mayores proporciones en el SEP ecuatoriano, originó la separación de los sistemas ecuatoriano y colombiano. En este estudio se efectúa un análisis de sensibilidad de los distintos parámetros que caracterizan una falla y se realiza simulaciones dinámicas con el fin de determinar las posibles causas y características del disturbio al que fueron expuestos los sistemas de potencia ecuatoriano y colombiano y además permite entender y analizar su comportamiento.

PALABRAS CLAVES: SEP, Fallas, Eventos, Registros oscilográficos, Oscilación.

1. INTRODUCCION

En un sistema de potencia a diario se presentan eventos o disturbios que afectan la operación normal del mismo. La tarea de los analistas de la operación constituye en la recolección de toda la información disponible, de tal forma que con el análisis y evaluación de la misma se pueda determinar las causas, consecuencias y afectaciones del disturbio. El análisis también permite prever el comportamiento de los distintos componentes del sistema de potencia y las posibles soluciones que eviten una inadecuada respuesta al disturbio. Actualmente y para realizar esta actividad se disponen de modernas herramientas como sistemas SCADA, sistemas de

protección y control distribuido, sistemas de registro de eventos, etc., que de una u otra manera permiten realizar el mencionado análisis. A pesar de contar con estas herramientas, no siempre se puede determinar de forma clara y cierta las distintas características de los eventos o disturbios que se presentan en el sistema quedando en la interrogante la correcta o no actuación de los sistemas de protección, control y supervisión.

Adicionalmente, una de las tareas de mayor complejidad dentro de los estudios de la ingeniería de sistemas eléctricos de potencia es la comprobación y comparación de los resultados obtenidos de los estudios con los valores que se presentan en la realidad. La comprobación de los resultados contribuye a la mejora de los modelos utilizados para los estudios eléctricos, pero esta debe realizarse mediante la supervisión de las variables en estudio y con equipos de medición que cumplan con determinadas características. TRANSELECTRIC S.A. cuenta con modernos equipos que permiten realizar el registro de los distintos parámetros del sistema eléctrico de potencia y que suministran información que puede ayudar tanto en el análisis de fallas y del comportamiento del sistema así como en la verificación de los resultados de los estudios eléctricos.

La tarea del presente trabajo es asociar herramientas como los registros oscilográficos proporcionados por los registradores de perturbaciones y la simulación dinámica realizada en el Power Factory de DigSilent, los dos encaminados a la búsqueda de las posibles características de determinado evento al que fue expuesto el SEP ecuatoriano. Inicialmente se realiza una breve descripción del sistema de registradores de perturbaciones del sistema nacional de transmisión así como también de la interconexión eléctrica Ecuador-Colombia. Posteriormente se realiza la descripción del evento a suscitado, las simulaciones y el análisis respectivo.

2. REGISTRO DE EVENTOS.

El sistema eléctrico de potencia ecuatoriano cuenta en varias de sus subestaciones eléctricas con un sistema de registro automático de perturbaciones (RAP),

cuyas funciones principales son supervisar, capturar y almacenar información de eventos y perturbaciones que se suscitan en el SEP. La información de los eventos y perturbaciones es registrada, almacenada y transmitida de manera automática desde cada una de las subestaciones que cuentan con este sistema hasta el Centro de Operación de Transmisión (COT). La Figura 1 muestra la implementación del sistema RAP. La transmisión y adquisición automática de la información se la realiza de manera inmediata, de tal forma que esta pueda ser utilizada por los operadores del sistema nacional de transmisión como una fuente para el análisis y toma de decisiones en tiempo real cuando en el sistema se ha presentado una falla o disturbio. Adicionalmente, la información disponible en el COT permite realizar la evaluación de los distintos eventos o disturbios que a diario se presentan en el sistema ecuatoriano logrando así un mejor desempeño en cuanto a las actividades de análisis de fallas y reportes post-operativos.

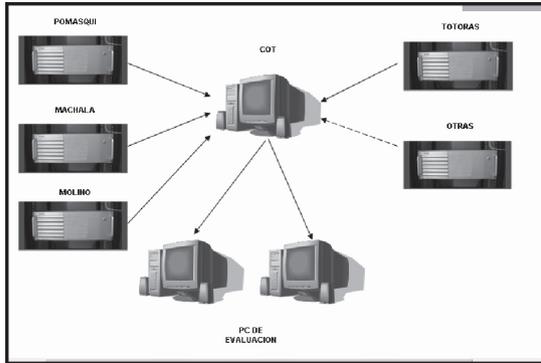


FIGURA 1: Sistema RAP en el SNT ecuatoriano.

El sistema RAP suministra información de eventos tales como fallas, oscilaciones de potencia, apertura de interruptores, actuación de equipos de protección, etc. Para lograr este objetivo cuenta con una serie de funcionalidades que permiten contar con registros oscilográficos de las variables tanto de voltaje, corriente, potencia y frecuencia. Esta información puede ser suministrada para el caso de voltajes y corrientes con una alta capacidad de muestreo, lo que permite realizar el análisis de las fallas y de su respuesta transitoria.

En el caso de registros de potencia y frecuencia la capacidad de muestreo es menor pero que a su vez se ve compensada en una mayor longitud de los registros lo que permite realizar análisis de eventos más largos como oscilaciones de potencia, pérdida de generación, etc.

3. INTERCONEXION ELECTRICA ECUADOR-COLOMBIA

Los sistemas eléctricos ecuatoriano y colombiano se encuentran interconectados por medio de una línea de

de transmisión de doble circuito a 230 kV de una longitud aproximada de 212 km que une las subestaciones Pomasqui en Ecuador y Jamondino en Colombia (Marzo 2008). Este sistema puede ser representado por una línea de transmisión de impedancia Z_L y por dos fuentes equivalentes E_E y E_C . Las impedancias Z_E y Z_C corresponden a las impedancias de cortocircuito de los dos sistemas respectivamente. La representación del sistema se muestra en la Figura 2

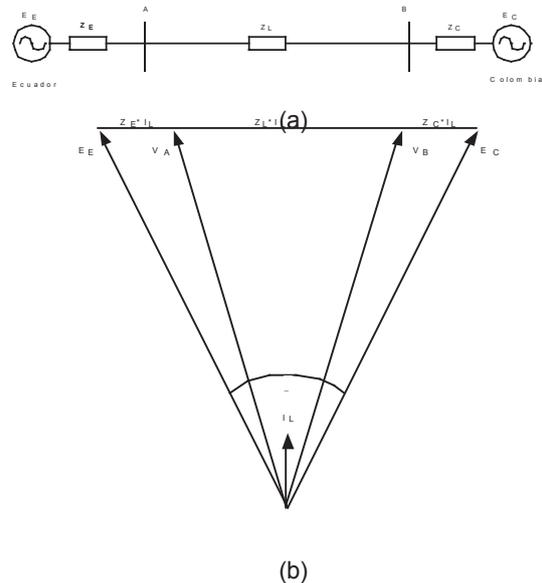


FIGURA 2: (a) Equivalente eléctrico de los sistemas ecuatoriano y colombiano interconectados. (b) Diagrama fasorial de voltajes.

La transferencia de potencia de entre los dos sistemas esta definida por la expresión (1)

$$P_T = \frac{E_C * E_E}{Z_T} * \text{sen} \delta \quad (1)$$

Donde $Z_T = Z_E + Z_L + Z_C$

La variable δ es el ángulo de transferencia de potencia. A medida que la transferencia de potencia entre los dos sistemas se incrementa también lo hace el ángulo δ . De la expresión (1) se puede notar que la máxima transferencia de potencia se produce para un ángulo de transferencia de potencia $\delta = 90^\circ$ entre los voltajes E_E y E_C . Este límite también corresponde al límite de estabilidad. Por lo general los sistemas operan con ángulos δ de hasta 60° .

Disturbios de cualquier tipo, en especial cortocircuitos, pueden originar condiciones severas al sistema de potencia que pueden acarrear la inestabilidad del mismo. La oscilación de potencia que se define como una variación del flujo de potencia trifásico que ocurre cuando el ángulo del rotor de un generador se adelanta o

se atrasa con respecto a otro en respuesta a cambios en la magnitud y dirección de la carga, maniobras en líneas, pérdidas de generación, fallas u otras perturbaciones.

En el caso de los sistemas ecuatoriano y colombiano, un disturbio que se origine en cualquiera de ellos les afecta también a los dos pudiendo incluso llevarlos al colapso debido a su lazo de interconexión. Con el fin de evitar problemas de este tipo en la línea de interconexión entre los dos sistemas se cuenta con un esquema de protección denominado “Esquema de Separación de Áreas (ESA)” el cual supervisa la interconexión eléctrica Ecuador-Colombia y separa los dos sistemas bajo determinadas condiciones, evitando así problemas severos de oscilaciones de potencia principalmente. El ESA está constituido básicamente de un relé de potencia que adicionalmente cuenta con las funciones de bajo/sobrevoltaje y bajo/sobrefrecuencia.

4. DESCRIPCION DEL EVENTO

El 29 de marzo del 2008 se produce la desconexión de aproximadamente 48 MW en el sistema eléctrico de la Empresa distribuidora CATEG que suministra el servicio a la ciudad de Guayaquil, lo que provoca la salida de operación de la Interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia por el disparo de la línea de transmisión Pomasqui-Jamondino de 230 kV. La causa de la apertura de la interconexión Ecuador - Colombia fue la operación del ESA por sobrepotencia hacia el sistema colombiano.

De acuerdo al grupo de ajuste vigente en el momento del evento, el disparo debe producirse si el flujo de potencia supera los 100 MW en dirección Ecuador-Colombia por un intervalo de tiempo mayor o igual a 0,500 segundos. Un análisis bastante superficial de este evento puede inferir una inadecuada actuación del ESA pues la carga desconectada no era lo suficientemente grande como para provocar la salida de la interconexión eléctrica Ecuador-Colombia por un excedente de generación en el sistema ecuatoriano.

La Figura 3 muestra el registro en la subestación Pomasqui del flujo de potencia por la línea de transmisión Pomasqui-Jamondino durante el evento.

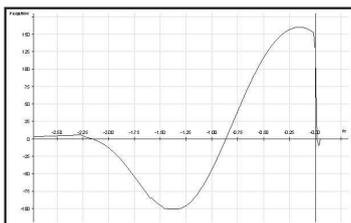


Figura 3: Flujo de potencia por la línea de transmisión Pomasqui-Jamondino (Registrado en la subestación Pomasqui)

El registro oscilográfico de la Figura 3 muestra que momentos antes de iniciarse el evento el intercambio de potencia entre el sistema ecuatoriano y colombiano se encontraba cercano a cero. En estas condiciones, la presencia del disturbio demanda mayor flujo de potencia activa al sistema ecuatoriano alcanzando el valor pico de aprox. 100 MW (-100 MW en la Figura), para posteriormente disminuir el flujo de potencia e invertirse hacia el sistema colombiano alcanzando un valor de aproximadamente 160 MW. El flujo de potencia de Ecuador a Colombia antes del disparo de la interconexión permaneció superior a 100 MW por un lapso de aproximadamente 0,550 s. (0,500 s. del ajuste de la protección de separación de áreas + aprox. 0,050 s. por la actuación de los relés de protección y apertura del interruptor). La frecuencia registrada en el sistema ecuatoriano, una vez que se aislaron los sistemas ecuatoriano y colombiano, alcanzó un valor de aprox. 60,5 Hz. evidenciando el excedente de generación en el lado ecuatoriano.

5. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El evento antes descrito ha producido una respuesta no esperada en el sistema de potencia desencadenando en la separación de los sistemas ecuatoriano y colombiano. La tarea entonces, es analizar las posibles causas del evento mediante la realización de distintas asunciones y simulaciones, de tal forma que se pueda determinar las características de la perturbación. Para cumplir con este objetivo se utilizan los registros oscilográficos proporcionados por el registrador de eventos de la Subestación Pomasqui y el programa de simulación de sistemas de potencia Power Factory de DigSilent.

Los registros oscilográficos serán utilizados como una respuesta objetivo, es decir, las simulaciones realizadas, tratarán de alcanzar la repuesta real del sistema disponible en los registros oscilográficos. Las consideraciones realizadas irán encaminadas a establecer si la respuesta al evento se debió a la magnitud de la carga desconectada o a la presencia de una falla en sistema.

6. SIMULACION Y RESULTADOS.

Como es conocido los factores de mayor influencia en la respuesta transitoria y dinámica de un sistema de potencia son la magnitud del disturbio y las condiciones iniciales del sistema de potencia, por lo que como primer paso para la realización de las simulaciones se debe obtener información de las condiciones operativas previas a la perturbación. En la tabla No. 1 se presenta la generación inicial de las centrales de mayor relevancia del sistema nacional interconectado ecuatoriano, de acuerdo a los datos registrados en el sistema Network

Management System (NMS).

Tabla No. 1: Potencia de generación de las centrales de mayor relevancia en el SNI ecuatoriano previo al evento

CENTRAL	MW
Paute	696.0
Agoyan	118.0
San Francisco	174.0
Pucara	0.0
Marcel Laniado	201.0
Machala Power	128.0
Esmeraldas	129.0
Keppel	62.0
Trinitaria	0.0
Gonzalo Zevallos	140.0
Calope	17.0
Guangopolo	17.0
Electroquii	46.0
Interconexion Colombia	3.5

Con la información de la tabla No. 1 se procede al ajuste de un caso de estudio en el Power Factory de Digsilent con el fin de obtener las condiciones iniciales de operación del sistema en el instante en que se produjo el evento en la zona próxima a la subestación Salitral.

Las simulaciones se realizarán de tal forma de obtener la respuesta registrada en la subestación Pomasqui y determinar las causas, características y parámetros que influyeron en el disturbio. Se considerará los siguientes factores a analizar:

- Desconexión de la carga
- Resistencia de falla
- Fases falladas
- Tiempo de la falla

6.1 Desconexión de la carga

Como primer punto a analizarse se considera el hecho de la desconexión de carga en el sistema ecuatoriano y su efecto sobre el flujo de potencia en la interconexión eléctrica Ecuador-Colombia. De acuerdo a la información disponible del evento, este se produjo por una falla en la línea de subtransmisión Ceibos de 69 kV. de propiedad de la Empresa CATEG y el despeje de la falla conlleva a la desconexión de aproximadamente 48 MW.

Para reproducir esta condición se realiza una simulación dinámica y se obtiene la respuesta de la transferencia de potencia de la línea de transmisión Pomasqui-Jamondino ante la desconexión de la carga antes mencionada. La respuesta a este evento se muestra en la Figura 2 en la que se puede comparar la respuesta real del sistema registrada con la simulada para este caso.

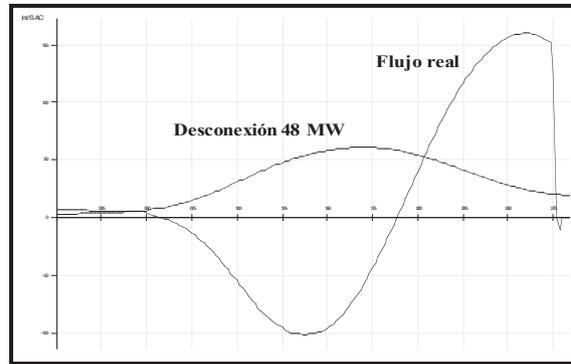


FIGURA 4: Comparación del flujo de potencia real de la L/T Pomasqui-Jamondino Vs. la simulación de la desconexión de 48 MW en la CATEG.

Como se puede observar, si bien el flujo de potencia por la línea de transmisión Pomasqui-Jamondino se incrementa en dirección Ecuador-Colombia, debido básicamente al remanente de generación en el sistema ecuatoriano, este flujo de potencia no supera el ajuste del ESA por lo que no debería producir la separación de los dos sistemas.

En este caso se ha simulado solamente la desconexión de carga sin tomar en cuenta ningún efecto de la presencia de la falla en el sistema. La respuesta del sistema considerando este único evento no es la esperada, por lo que las siguientes simulaciones se realizarán tomando en cuenta la presencia de la falla y la variación de algunos parámetros de la misma.

6.2 Resistencia de falla

Una falla en cualquier sistema debe ser despejada de forma rápida y así evitar problemas de mayor magnitud en el sistema de potencia. En este punto del trabajo se realiza la consideración de que la falla es despejada rápidamente, es decir, esta permanece en el sistema por un lapso de 0,100 segundos.

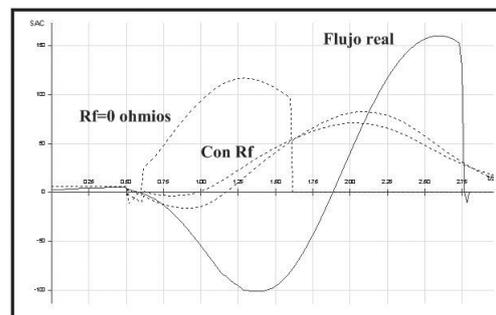


FIGURA 5: Flujo de potencia real de la L/T Pomasqui-Jamondino vs. La simulación de una falla durante 100 milisegundos para distintos valores de resistencia de falla.

Para este caso se simula una falla monofásica en la barra de 69 kV, donde se conecta el alimentador Ceibos. Además se supone la presencia de resistencia de falla, R_f . La Figura 5 muestra la respuesta del flujo de potencia en la línea Jamondino-Pomasqui para una falla en el alimentador Ceibos con resistencia de falla de 0, 5 y 10 ohmios. Como se puede observar para una falla franca, es decir, con $R_f = 0$ ohmios se produciría el incremento de flujo de potencia hacia Colombia y posteriormente la separación de los dos sistemas por actuación de la protección de separación de áreas. Para los casos de falla con presencia de resistencia de falla no se produciría la separación de los sistemas. En ninguno de los casos la respuesta de las simulaciones se aproxima a la respuesta real registrada.

6.3 Fases involucradas en la falla

Al no obtener resultados al menos parecidos a los esperados hace considerar una nueva asunción. ¿La falla involucró a más de una fase? Se realizó una serie de simulaciones considerando los distintos tipos de fallas, variando el tiempo de presencia de la falla y presencia de resistencia de falla. No se obtuvieron resultados iguales al real registrado, sin embargo, como se puede observar en la Figura 6 se logró obtener una respuesta parecida al menos en la forma y valores pico de la oscilación de potencia no así en cuanto tiene que ver a la frecuencia de oscilación del sistema. El caso mostrado en la Figura 6 corresponde a una falla bifásica con una resistencia de falla de 7 ohmios y durante aproximadamente 0,200 s.

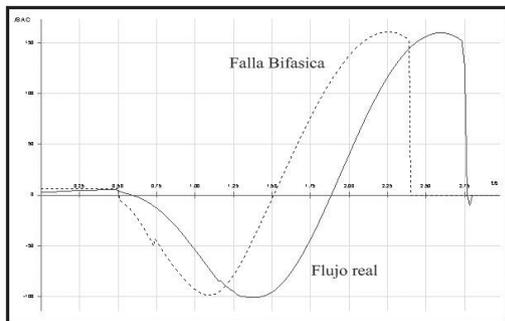


FIGURA 6: Flujo de potencia real vs. Simulación de una falla bifásica a tierra durante 200 milisegundos.

6.4 Tiempo de presencia de la falla

El análisis realizado en el numeral anterior permitió determinar algunos aspectos: existió la presencia de resistencia de falla, la falla no fue despejada rápidamente y la falla no involucró varias fases. Con estos avances es hora de considerar una sensibilidad tanto de la resistencia de falla como del tiempo en que estuvo presente la falla para el caso de una falla monofásica a tierra.

Se realizó una serie de simulaciones variando tanto el tiempo de duración de la falla y la resistencia de falla. En estas simulaciones se determinó que el tiempo que estuvo presente la falla fue de aproximadamente 700 milisegundos. El siguiente paso fue realizar una sensibilidad de la resistencia de falla tomando en consideración el tiempo antes mencionado. La Figura 7 muestra la simulación y la respuesta de la transferencia de potencia por la línea de transmisión analizada de una falla monofásica a tierra con una duración de 0,700 segundos para resistencias de falla de 0, 5, 10, 12 y 15 ohmios.

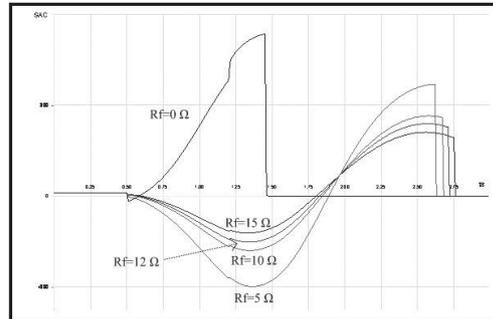


FIGURA 7: Simulación de una falla monofásica despejada a los 700 milisegundos para distintos valores de resistencia de falla.

Al observar la simulación de la falla considerando la presencia de una resistencia de falla de 12 ohmios y que la falla estuvo presente durante 0,700 segundos y al comparar esta respuesta con el registro oscilográfico del evento en análisis, Figura 8, se obtiene una respuesta de la forma de onda similar a la registrada en el registrador de eventos de la subestación Pomasqui.

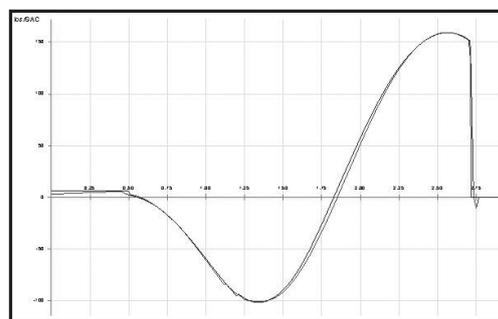


FIGURA 8: Simulación de una falla monofásica con $R_f = 12$ ohmios y despejada a los 700 milisegundos Vs Respuesta real.

7. ANALISIS DE RESULTADOS.

Las simulaciones anteriores han permitido inferir las posibles causas, características y el comportamiento dinámico del sistema eléctrico ecuatoriano ante la presencia de un evento que ha provocado una

perturbación en el mismo. Cada uno de los casos analizados han ido contribuyendo en la toma de decisiones para que una nueva simulación permita alcanzar la respuesta deseada. Estas simulaciones han permitido determinar que la perturbación fue una falla monofásica que tuvo una duración de aproximadamente 700 milisegundos con una resistencia de falla de aproximadamente 12 ohmios, Figura 8.

Como respuesta a esta falla se produce una oscilación de potencia en la línea de transmisión que interconecta el sistema ecuatoriano y colombiano, y por actuación del esquema de separación de áreas se abre la línea en los dos extremos separando así los dos sistemas.

Una vez que se ha conseguido determinar las condiciones al que estuvo expuesto el sistema eléctrico ecuatoriano se puede también obtener, analizar y entender el comportamiento de las distintas variables del sistema de potencia.

En la Figura 9 se puede observar la respuesta de la variación angular en las barras de las subestaciones Pomasqui y Jamondino, en la misma que se observa como los ángulos en las dos barras previo al evento mantienen sus valores prácticamente constantes. Una vez que se ha producido el evento los dos ángulos empiezan a variar aumentando su diferencia a medida que se incrementa el flujo de potencia hacia Ecuador o Colombia. En la gráfica también se puede observar el cruce de las dos curvas coincidiendo con el momento en que se invierte la dirección del flujo de potencia hacia Colombia y el instante en el cual los dos sistemas se separan y las magnitudes de sus ángulos varían de forma independiente.

En la oscilografía de la Figura 9 se aprecia además, que la máxima diferencia angular entre el sistema ecuatoriano y el sistema es de aproximadamente 10 grados, condición que no implica riesgo alguno para los dos sistemas y que posiblemente su separación era innecesaria.

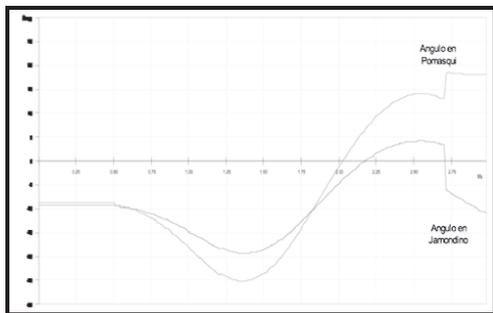


FIGURA 9: Diferencia del ángulo de transferencia de potencia en las barras de Pomasqui y Jamondino.

Para analizar la posible respuesta del sistema de

potencia, sin tomar en cuenta la actuación de esquema de separación de áreas, se ha procedido a realizar la simulación sin considerar la apertura de la línea de transmisión en análisis y el tiempo considerado para la simulación es de 20 segundos.

La Figura 10 muestra la respuesta del flujo de potencia por la L/T Pomasqui-Jamondino considerando no actuación del ESA. En la misma se puede observar que se trata de una oscilación transitoria de naturaleza estable, es decir, que una vez que el sistema de potencia ha sido sometido a la contingencia este responde con una oscilación de potencia hasta alcanzar un nuevo punto de equilibrio distinto al que se tenía previo al evento.

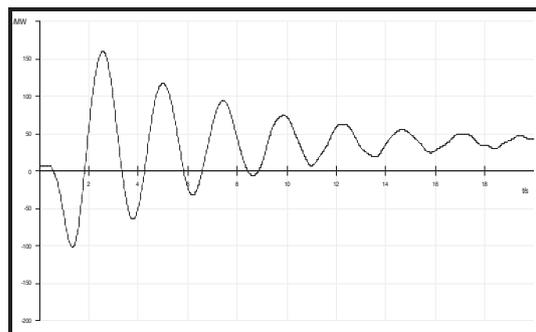


FIGURA 10: Flujo de potencia por la L/T Pomasqui-Jamondino considerando la no actuación del ESA.

La oscilografía de la Figura 10 confirma la aseveración realizada anteriormente de la innecesaria actuación del ESA ante este evento.

Por otra parte, y como es conocido, la respuesta transitoria de un sistema básicamente dependen de la severidad del disturbio y de las condiciones iniciales del sistema. Con este antecedente se procede a realizar una nueva simulación pero esta vez tomando un punto de equilibrio inicial distinto a las condiciones iniciales reales del sistema. En este caso se asumirá que como condiciones iniciales la importación de aproximadamente 250 MW desde el sistema colombiano al ecuatoriano.

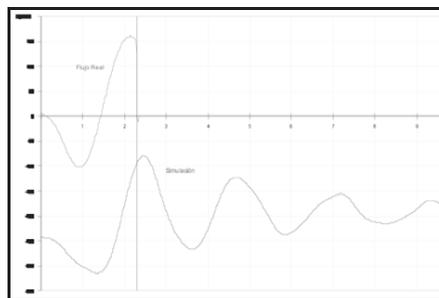


FIGURA 11: Flujo de potencia por la L/T Pomasqui-Jamondino considerando condiciones iniciales distintas a las reales vs Flujo de potencia real.

Una vez realizada la simulación considerando condiciones iniciales distintas a las originales, Figura 11, se puede observar como si bien se produce similar respuesta a la originada realmente, es decir, se produce una oscilación pero esta es estable por lo que no habría producido la actuación del ESA al no superar sus ajustes.

Esta última simulación ratifica que la actuación del ESA para este tipo de disturbios no es adecuado y evidencia la necesidad de la elaboración de estudios dinámicos de mayor profundidad con el fin de implementar un esquema de separación de áreas que considere este particular. Una de las funcionalidades que se podría analizar es la denominada protección contra pérdida de sincronismo “out of step” cuya función es evitar el disparo durante oscilaciones de potencia estables mientras que permiten el disparo en caso de oscilaciones no estables o en presencia de fallas. La protección de pérdida de sincronismo supervisaría la diferencia angular entre las barras de Pomasqui y Jamondino, y, de presentarse una oscilación estable se procedería a bloquear el disparo y la separación de los dos sistemas de tal forma de permitir la estabilización en un nuevo punto de equilibrio. La Figura 9 mostró como la diferencia angular entre estas dos barras no superaba los 10 grados de diferencia por lo que de implementarse esta función en el esquema esta bloquearía el disparo para el caso analizado.

Adicionalmente, se considera necesario recalcar que el evento analizado en este trabajo no constituye un hecho aislado, sino más bien, un evento que se produce cuando las condiciones operativas así se presentan. Lo expresado anteriormente se evidencia en el evento ocurrido el día 11 de agosto de 2008, en donde se produjo el disparo de la L/T Jamondino-Pomasqui por actuación del ESA. El evento causante de este fue el disparo de la Autotransformador ATK de la subestación Dos Cerritos en la que se produjo la salida de aproximadamente 57 MW del sistema ecuatoriano. El registro oscilográfico de este evento se puede observar en la Figura 12. Del análisis efectuado en este trabajo se puede concluir que el disparo del autotransformador se produce para despejar una falla de larga duración y con presencia de resistencia de falla.

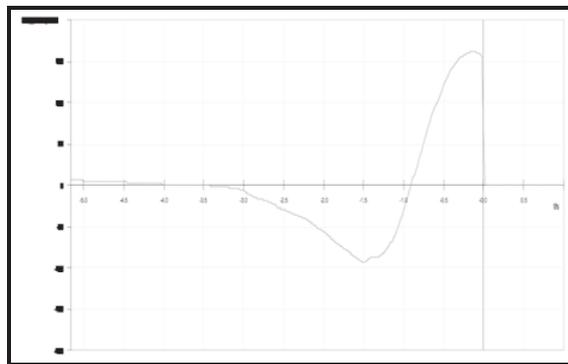


FIGURA 12: Flujo de potencia por la línea de transmisión Pomasqui-Jamondino (Registrado en la subestación Pomasqui). Evento 2008-08-11

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Los registros oscilográficos son una herramienta de extrema importancia para el análisis de los sistemas de potencia, la utilización de estos registros permite detectar fenómenos transitorios y dinámicos determinando sus causas y posibles soluciones para controlar o eliminar efectos de ese fenómeno.
- El uso de registros oscilográficos para análisis de fallas y perturbaciones en un SEP es de vital importancia tanto para la validación y evaluación de la actuación de esquemas de protección así como para el mejoramiento y/o implementación de nuevas funcionalidades dentro de la filosofía del esquema protecciones.
- El caso analizado en este trabajo expone un procedimiento mediante el cual se puede utilizar los registros oscilográficos como una respuesta objetivo para mediante simulación dinámica, reproducir y determinar las condiciones operativas del sistema y su desempeño ante determinado evento.
- El análisis del evento ha permitido estimar las posibles causas y características de la falla a la que fue sometido el sistema de potencia ecuatoriano, determinando además, que la respuesta registrada se debió no solo a las características del disturbio sino también a las condiciones operativas previas al evento.
- El análisis realizado en este documento evidencia un problema de actuación innecesaria de esquema

de separación de áreas, lo que implica la necesidad de implementar y/o complementar el esquema de tal forma que considere la existencia de este tipo de disturbios.

- Para prevenir la inadecuada actuación del ESA se recomienda realizar un análisis de mayor profundidad con el fin de establecer como posible solución al problema la implementación de la función por pérdida de sincronismo “out of step” la misma que bloquearía el disparo de la interconexión Ecuador-Colombia cuando se presente una oscilación estable, mientras que permitiría el disparo en caso de una oscilación no estable.
- Si bien al momento se cuenta con un sistema de registradores automáticos de perturbaciones que suministran la información de los distintos eventos y fallas que se originan en el sistema ecuatoriano, no es menos cierto, que el reducido número de subestaciones que cuentan con este sistema, es aún insuficiente, por lo que se hace imperioso la implementación de este sistema en el resto de subestaciones del sistema nacional de transmisión ecuatoriano.

9. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- (1) KEZUNOVIC, Mladen; LUO, Xu; Fault Analysis Based on the Integration of Digital Relay and DFR Data; Texas, 2002.
- (2) DIGSILENT POWER FACTORY; DigSilent Programming Language (DPL), Gomarigen, Alemania, 2005.

- (3) KLIMEK, Andrew; BALDWIN, Robert; Benefits of Power Swing Recording, Atlanta, Georgia, Fault and Disturbance Analysis Conference, 2004.
- (4) KUNDUR, Prabha; Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1993
- (5) BERDY, John; Application of out-of-step Blocking and Tripping Relay; General Electric
- (6) ZIEGLER, Gerhard; Numerical Distance Protection, Principles and Application; Alemania; 1999
- (7) JACOME, Jofre; TORRES, Francisco; Experiences Using Fault Recorders in the Peruvian Power System; Fault and Disturbance Analysis Conference; Atlanta; 2004
- (8) HAMZAH, Nor; Using the fault disturbance recorder as an operating aid for control room operators at the National Load Dispatch Center of Peninsular Malaysia; 2001.

10. CURRICULUM VITAE



Kléber Sebastián Vásquez Ocaña.-
Nació en Quito, Ecuador en 1979. Sus estudios secundarios los realiza en el Instituto Nacional Mejía. En el 2004 obtiene el título de ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional.

Actualmente se desempeña en la División de Operación de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica, TRANSELECTRIC S.A.