

ANÁLISIS TÉCNICO COMERCIAL DEL COLAPSO NACIONAL DEL 1 DE MARZO DE 2003

Játiva Jesús, Cepeda Jaime, Aguilar Rommel
Departamento de Energía Eléctrica
Escuela Politécnica Nacional

Resumen

El 1 de marzo de 2003 se interconectaron por primera vez, a nivel de 230 kV, los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia, con una línea de transmisión a doble circuito. Pocas horas después del cierre ocurrió una falla en la línea Yumbo–San Bernardino del sur de Colombia que provocó la apertura de la interconexión y luego de varios eventos el colapso total del Sistema Nacional Interconectado SNI ecuatoriano.

Este trabajo determina, mediante un análisis de estabilidad, que el colapso del sistema eléctrico ecuatoriano fue producido por causas internas.

Abstract

On March 1st, 2003, the Ecuadorian and Colombian power systems were first time interconnected at 230 kV level. Few hours later after closing, a fault occurred in the Yumbo-San Bernardino transmission line, south of Colombia that caused the tie line opening and then after some events the Ecuadorian Interconnected National System total blackout.

This work determines, by stability analysis, that the Ecuadorian power system blackout was produced by internal causes.

1. INTRODUCCIÓN

La interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia ha traído múltiples beneficios para ambos países. En Ecuador el riesgo de apagones ha disminuido al igual que el precio referencial de generación, en tanto que Colombia ha recibido recursos que le han permitido reducir sus tarifas, y desarrollar su electrificación rural. Entre otras ventajas de las interconexiones se tienen: aumento de la confiabilidad de los sistemas participantes, oportunidad de instalar grandes unidades de generación, aumento de la estabilidad, compartimiento de reservas de capacidad rodante y fuera de línea.

La estabilidad es un problema importante para la operación segura de los sistemas eléctricos de

potencia. El aumento de interconexiones, uso de nuevas tecnologías y sistemas de control así como la necesidad de operar de manera económica han provocado el apareamiento de diferentes problemas de estabilidad, los cuales han ganado mucha importancia en la actualidad [1], [2].

Realizar estudios de estabilidad es importante para la planificación y operación de los sistemas de potencia. Los resultados que se obtienen permiten tomar las acciones oportunas para evitar que el sistema opere en condiciones de desequilibrio, luego de ocurrir una contingencia, y que eventualmente pueda conducir a un colapso total o parcial, con las subsecuentes pérdidas económicas.

El 1 de marzo de 2003, se interconectaron por primera vez los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia a nivel de 230 kV. Horas después, cuando se transmitía por la interconexión la potencia programada, ocurrió una falla en la línea de transmisión Yumbo–San Bernardino del sur de Colombia, que provocó la apertura de la interconexión; y, la separación del sistema ecuatoriano. Luego en el sistema ecuatoriano se sucedieron varios eventos que causaron un colapso total, que no había sucedido en los últimos 10 años.

El 1 de marzo de 2003 fue un día sábado, parte del feriado de carnaval, y la carga total del SNI para condiciones de pre-falla (9:41) era de $P = 1148.04$ MW y $Q = 356.01$ MVAR, la cual era abastecida por una generación de 948,88 MW (de los cuales apenas 135 MW eran de las unidades 1, 5 y 7 de Hidropaute) y 236,3 MW provenientes de la interconexión.

Los informes emitidos en el Ecuador señalan que la causa del colapso del SNI fue la falla en Colombia; sin embargo, no se puede aceptar que la pérdida de alrededor de 250 MW conlleve a un colapso total del sistema Ecuatoriano, mientras que en el país vecino únicamente se quedó sin servicio una región de la parte sur. Además, es importante señalar que los dos sistemas tienen autonomía operativa, que les permite activar sus sistemas de protección para aislar las fallas y recuperar el equilibrio generación-carga.

En este trabajo se presentan las causas internas que condujeron al SNI al colapso a la vez que se proponen soluciones para evitar que contingencias menores deriven en graves consecuencias similares.

2. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL EVENTO

2.1. Eventos previos a la falla

A las 09:39 del 1 de marzo se presentó un cortocircuito sostenido en la línea Yumbo–San Bernardino de 220 kV en el sistema Colombiano. Luego del despeje de la falla por apertura de esta línea, se produjeron sobrecargas en las líneas Páez–San Bernardino de 220 kV y Pance–Santander de 115 kV, que también se abrieron, aislando la zona sur occidental del sistema Colombiano conectado al sistema Ecuatoriano, el que transfirió transitoriamente durante 150 ms alrededor de 170 MW. En seguida se abrió la interconexión entre Jamondino y Pomasqui por actuación de la protección de separación de áreas [3]. En la figura 1 se muestra el SNI reducido a 6 barras.

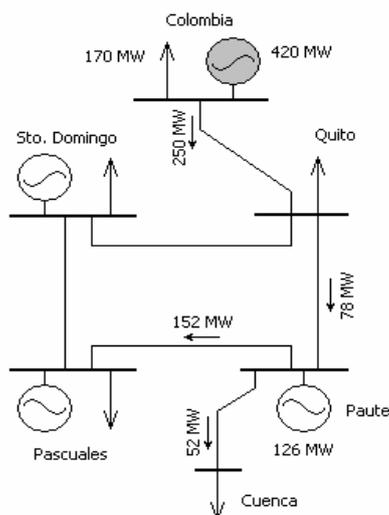


Figura 1. SNI reducido con la Interconexión a Colombia

2.2. Respuesta del Sistema

Luego de la falla, en el sistema Ecuatoriano se presentaron variaciones de voltaje y reducciones de frecuencia, originadas por la pérdida de generación del orden de 420 MW, dados por los 250 MW del flujo programado hacia Ecuador y 170 MW debido al suministro momentáneo al sur occidental de Colombia, por lo que actuaron cuatro pasos del Esquema de Alivio de Carga (EAC) logrando estabilizar la frecuencia del sistema alrededor de 58,5 Hz. Sin embargo, luego de cuatro segundos aproximadamente, el sistema colapsó, ante la salida de centrales de generación [3].

En la figura 2 se observa el comportamiento de la frecuencia durante la falla (registrada con el Sistema Registrador de Perturbaciones de Potencia –SRPP– de la central Paute) y se aprecia su estabilización luego de la actuación de los cuatro pasos del EAC.

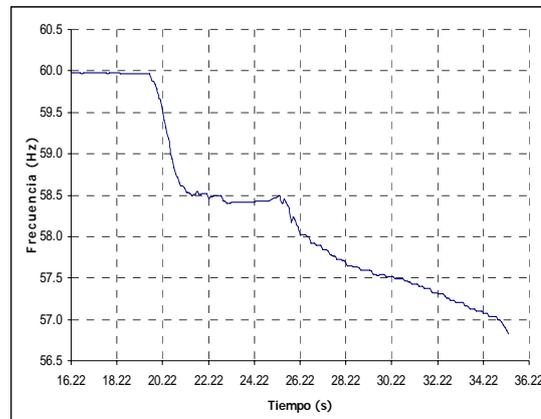


Figura 2. Frecuencia Registrada en la S/E Molino

Los flujos de potencia por las líneas de transmisión Molino - Totoras y Molino - Pascuales se muestran en las figuras 3 y 4:

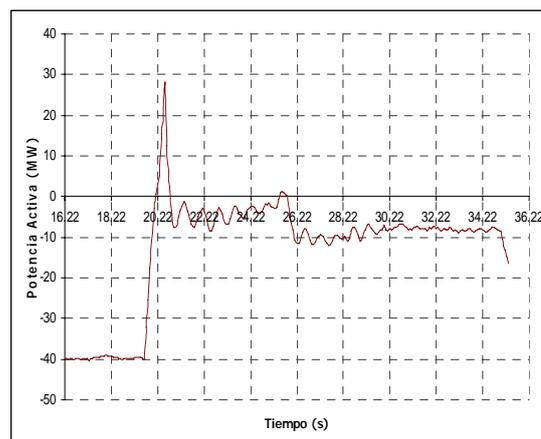


Figura 3. Flujo de Potencia Activa Registrado en la L/T Molino – Totoras

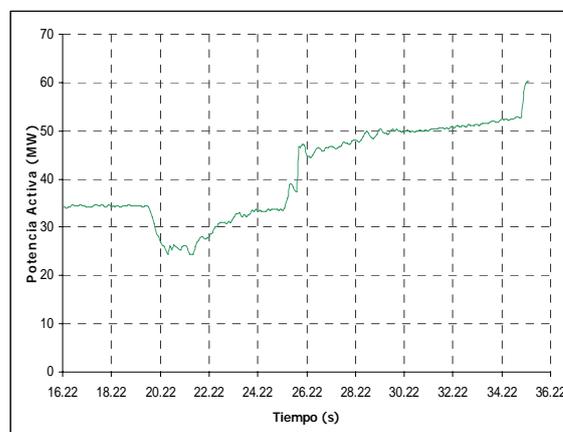


Figura 4. Flujo de Potencia Activa Registrado en la L/T Molino – Pascuales

El comportamiento del flujo de potencia por la línea Molino-Totoras es consistente con los eventos suscitados, pues se incrementa en el momento que ocurre la falla y se mantiene en un valor superior al inicial debido a la pérdida de potencia aportada por Colombia, lo que implica que Paute incrementó su generación para abastecer la carga de Quito y transitoriamente la del sur de Colombia.

El flujo de potencia por la línea Molino – Pascuales inicialmente se reduce, lo cual es de esperarse debido a la naturaleza de la contingencia. Sin embargo, el flujo presenta un crecimiento continuo después de la perturbación inicial, que aparentemente no se explica por la condición del sistema.

Esto conduce a suponer que la causa del colapso del sistema está vinculada al comportamiento no esperado del flujo de potencia por la línea Molino – Pascuales.

3. SIMULACIÓN DEL EVENTO

Se realizó la simulación del evento del 1 de marzo de 2003 con el programa Power Factory. Puesto que el colapso ocurrió luego que los dos sistemas se separaron, dentro de la simulación se consideró un equivalente del área sur de Colombia. El SNI se modeló en su totalidad, con todas sus unidades de generación, líneas de transmisión, transformadores, protecciones y cargas conectadas en ese momento.

Los resultados obtenidos en la simulación se muestran en las figuras 5, 6, 7 y 8.

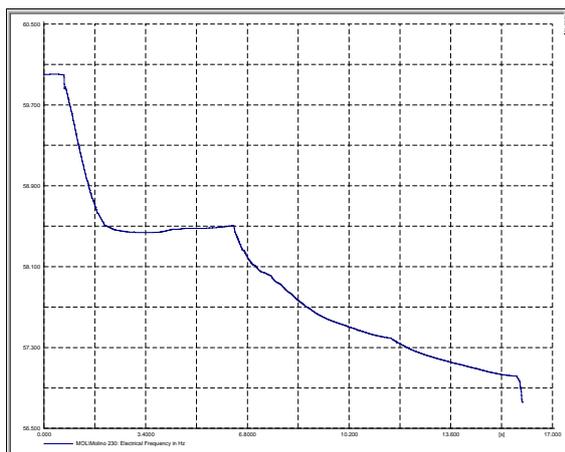


Figura 5. Frecuencia en la S/E Molino

El error entre los resultados obtenidos en la simulación y los medidos en tiempo real es mínimo. Esto se consiguió mediante una adecuada modelación de la carga del área alimentada desde Pascuales y con ajustes en el EAC determinado para cumplimiento en los sistemas de las empresas de distribución. En la tabla 1 se observa el EAC establecido por el CENACE para aquella

fecha; sin embargo, éste no se cumplió efectivamente, por falta de coordinación entre los responsables de la operación.

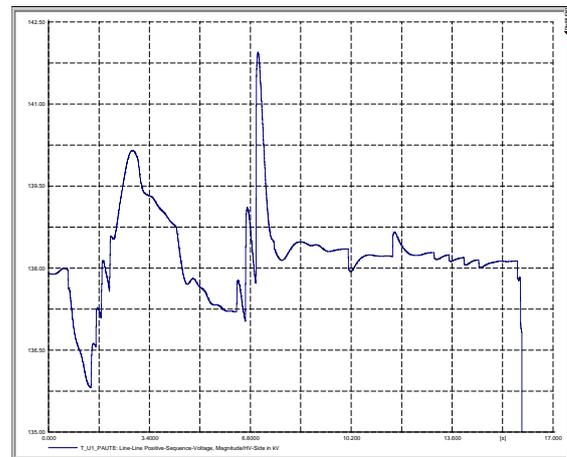


Figura 6. Voltaje en la Subestación Molino

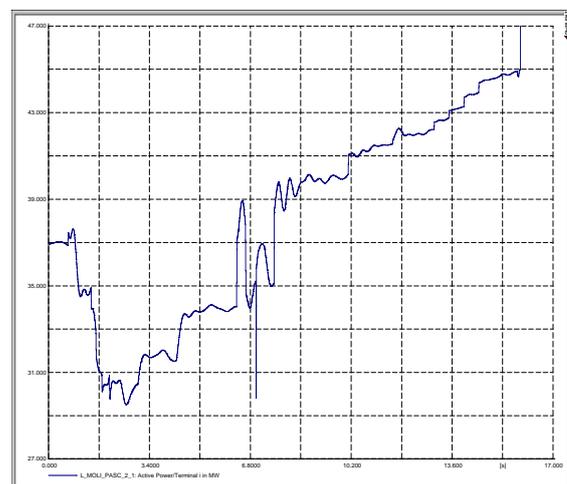


Figura 7. Flujo de Potencia Activa en la L/T Molino – Pascuales

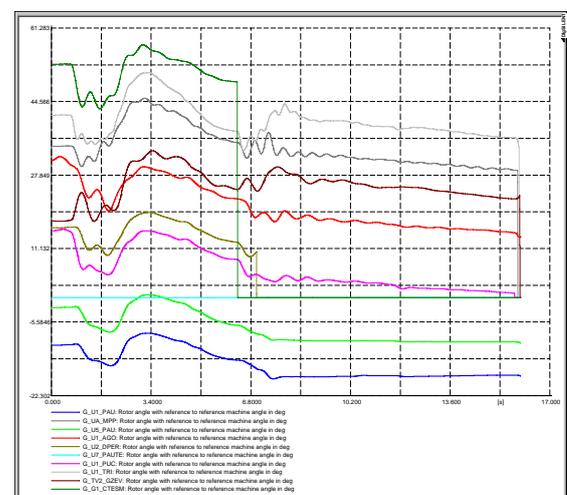


Figura 8. Ángulos del Rotor de los Principales Generadores

La simulación arrojó la secuencia de eventos listada en la tabla 2.

Tabla 1. Esquema de Alivio de Carga Vigente para Marzo de 2003 [4]

Paso	Frec. (Hz)	% de Desconexión	% Acumulado
1	59,2	3	3
2	59,0	3	8
3	58,8	8	16
4	58,6	8	26
5	58,4	8	36
6	58,2	18	48

Tabla 2. Secuencia de Eventos

Tiempo Simulado	f (Hz)	Δt (s)	Evento
19:66	59,98	-	Se abre L/T Yumbo-San Bernardino
19:81	59,87	0,15	Se abre L/T Pomasqui-Jamondino
20:62	58,94	0,81	Actúa el paso 1 del EAC
20:78	58,76	0,16	Actúa el paso 2 del EAC
20:94	58,65	0,16	Actúa el paso 3 del EAC
21:26	58,53	0,32	Actúa el paso 4 del EAC
25:34	58,49	4,08	Sale la Central Termoesmeraldas
25:62	58,39	0,28	Actúa el paso 5 del EAC
25:82	58,17	0,2	Sale la Central Marcel Laniado
26:22	58,03	0,4	Actúa el paso 6 del EAC
35:34	56,82	9,12	Colapso del Sistema

Todos los eventos indicados en la tabla 2 ocurrieron a las 09:41 horas, los tiempos especificados corresponden a los segundos y centésimas de segundo.

De los resultados obtenidos en la simulación se deduce lo siguiente:

- Se incumplió el EAC, especialmente en las distribuidoras del sur de la Sierra y de la Costa (Categ-D, Emelgur, Sur, Centro Sur y Azogues).
- El control de la carga de Guayaquil fue diferente al del resto del país, debido principalmente al uso de reguladores para mantener el voltaje.
- Con el disparo de Termoesmeraldas se inició el colapso del sistema.
- La protección de baja frecuencia de las unidades de la central Marcel Laniado, estuvo en un valor alto (58,38 Hz) para una central hidráulica.
- El colapso no se debió a pérdida de estabilidad transitoria, pues las máquinas mantienen el sincronismo durante todo el proceso (figura 8).
- La frecuencia no presenta oscilaciones sostenidas con lo cual se descarta un problema de inestabilidad de frecuencia.
- Luego de la perturbación no se pudieron mantener los voltajes en las barras del SNI, provocando el colapso por inestabilidad de voltaje.

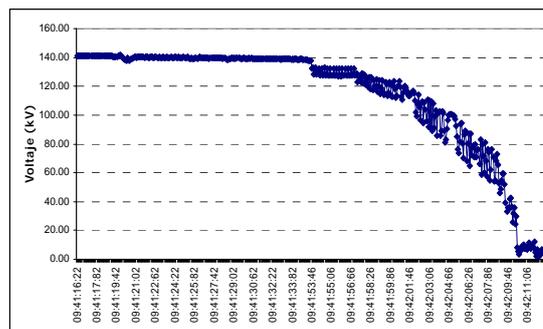


Figura 9. Voltaje Registrado en la barra de 230 kV de la S/E Molino

La figura 9 muestra el comportamiento del voltaje en la barra de 230 kV de la subestación Molino y se observa que a las 9:41:53 el voltaje comienza a caer repentinamente describiendo el comportamiento dinámico, típico de las curvas PV, en las que el voltaje decrece en función del incremento de la potencia transmitida, confirmando el colapso de voltaje.

3.1. Análisis de Diferentes Casos para Determinar las Causas del Colapso

Los casos propuestos se describen a continuación:

Caso 1. Se considera que todas las empresas de distribución cumplen el EAC y no se toma en cuenta el modelo de carga de Guayaquil afectado por los reguladores de voltaje.

Caso 2. Se considera que la protección de baja frecuencia de Marcel Laniado está en un valor inferior a 58,38 Hz.

Caso 3. Se mantiene el EAC de la simulación del caso real y se considera un modelo de carga de potencia constante en Guayaquil al igual que en el resto de cargas del SNI.

Los resultados de la simulación de los 3 casos mencionados se muestran en las figuras 10, 11 y 12. En todos los casos se manifiesta una rápida estabilización del sistema, pues como se ve, la frecuencia se recupera, sin mayores problemas.

Pese a que en todos los casos el sistema se recupera, se puede concluir que la principal causa del colapso de voltaje fue por la tendencia de la carga de Guayaquil a recuperar la potencia consumida luego de la perturbación, más allá de la capacidad disponible de generación del SNI en esas circunstancias.

Este comportamiento de la carga se debe principalmente a la operación automática de los reguladores de voltaje instalados en los

alimentadores primarios del sistema de distribución.

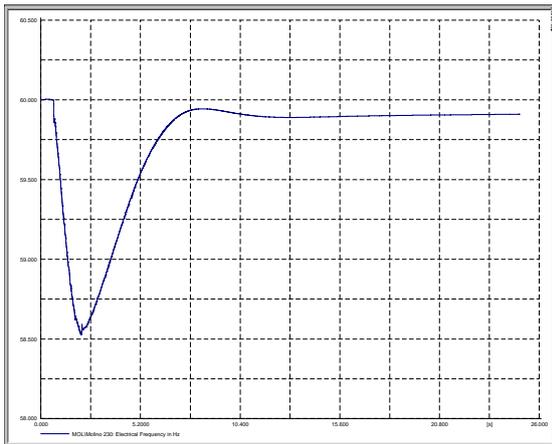


Figura 10. Frecuencia del Sistema para el Caso 1

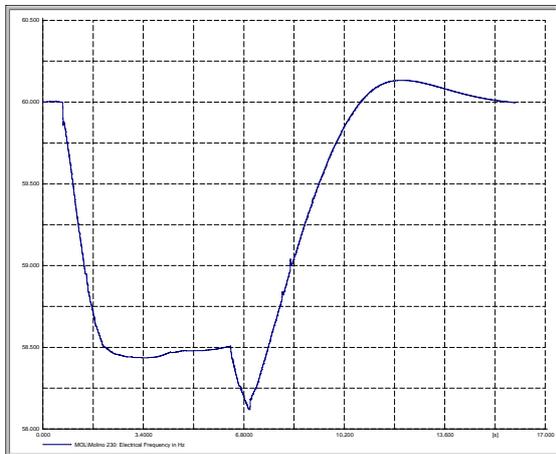


Figura 11. Frecuencia del Sistema para el Caso 2

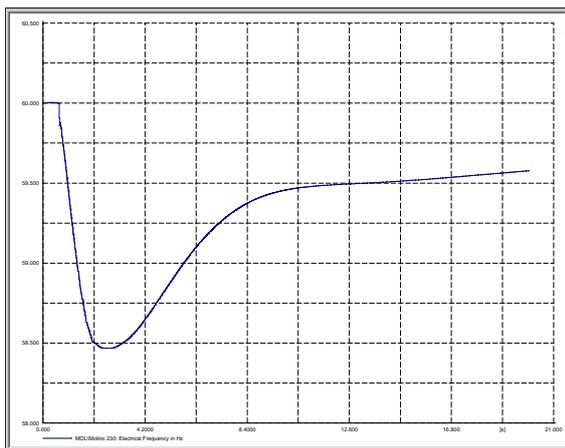


Figura 12. Frecuencia del Sistema para el Caso 3

Un cambio del tap del regulador incrementa el flujo de potencia reactiva en grandes cantidades hacia el área específica desde el resto del sistema, debilitando aún más las zonas cercanas, que ya están en dificultades de voltaje.

4. ANÁLISIS COMERCIAL Y ECONÓMICO

En el MEM se realiza la comercialización de la energía eléctrica, que consiste en la compra – venta de grandes bloques de energía entre generadores y distribuidores.

Al producirse cortes de energía durante determinados períodos la comercialización se trunca, provocando que los compradores (distribuidores y grandes consumidores) dejen de recibir y comprar el producto mientras que los vendedores (generadores) dejen de producirlo y venderlo.

Esta situación produce grandes pérdidas en la comercialización de la energía eléctrica en el MEM viéndose afectados tanto vendedores como compradores.

4.1. Pérdidas Comerciales

La mayoría de las centrales eléctricas sufrieron pérdidas económicas debido a la cantidad de energía que no pudieron vender. La energía no comercializada está en el orden de 6,5 GWh y las pérdidas alcanzaron la cantidad de 385 mil dólares ya que el precio de mercado se encontraba en 5,97 ¢/kWh. Las centrales más afectadas son Termoesmeraldas y Trinitaria cuyas pérdidas fueron alrededor de 60 mil y 111 mil dólares, respectivamente.

El valor de energía no comercializada por distribuidores alcanzó la cantidad de 234 mil dólares, de los cuales el mayor porcentaje corresponde a las empresas eléctricas Quito y Categ-D.

4.2. Pérdidas Económicas

Las pérdidas económicas provocadas por los cortes de energía afectan sensiblemente a los usuarios. Los sectores industrial y comercial sufren enormes pérdidas provocadas por la paralización de la actividad productiva o por el gasto en combustibles para quienes se ven en la obligación de utilizar plantas eléctricas de emergencia.

Algunos comerciantes tienen que trasladar a sus clientes ese gasto adicional aumentando el costo de sus servicios o productos.

A esto se suma el efecto social que produce un corte de energía; por ejemplo, muchos hospitales deben detener su funcionamiento normal, el tránsito vehicular se altera debido al caos que se produce por la falta de señalización luminosa, los ascensores se detienen, y en muchos lugares pueden tener más de un problema con la falta de energía eléctrica. Situaciones que pueden llevar incluso a la pérdida de vidas humanas. Es por esto

que el costo de la Energía No Servida ENS tiene un valor alto.

El costo de ENS estimado para el 2003 en Ecuador está entre 0,50 \$/kWh y 1,50 \$/kWh, lo cual depende del tipo de carga, día y hora, en que produce el racionamiento. Por lo tanto, se calcula que las pérdidas económicas por ENS estuvieron aproximadamente entre 1,5 y 4 millones de dólares.

5. CONCLUSIONES

La falla sostenida en la línea de transmisión Yumbo – San Bernardino demostró las debilidades y la falta de preparación en el SNI para enfrentar una falla en la interconexión. No es admisible que la causa del colapso haya sido aquella falla, ya que luego de la apertura de la interconexión Jamondino – Pomasqui cada sistema tenía que mantenerse por sí solo aplicando los esquemas de protección contra desbalances generación – carga que dispone cada uno.

Los desbalances generación – carga que ocurrieron durante la falla causaron la caída de frecuencia y voltaje en el sistema provocando que los reguladores automáticos de voltaje de los alimentadores del sistema de distribución de Categ-D y Emelgur incrementaran el flujo de reactivos por las líneas de transmisión Molino – Milagro y Molino – Pascuales. Cada paso de regulación provoca el incremento de los flujos de potencia e impide que el sistema se pueda recuperar y mantener su estabilidad, llegando a superar la capacidad de la red de transmisión y la generación de reactivos disponible. Esto comprueba que la causa del colapso fue inestabilidad de voltaje.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE/CIGRE Join Task Force, "Definition and Classification of power System Stability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, May 2004.
- [2] MORALES F., CIPRIANO A., RUDNICK H., "Evaluación de técnicas basadas en conocimiento para el diseño de controles de excitación en Sistemas de Potencia", Facultad de ingeniería, PUCC, Chile.
- [3] CENACE, "Informe de Fallas en el S.N.I. Ecuatoriano e Interconexiones Internacionales", Quito, Ecuador, Dirección de Operaciones, falla 2003-03-01.
- [4] CENACE, "Interconexión eléctrica Ecuador – Colombia: Resultados de los estudios eléctricos", marzo de 2003.
- [5] KUNDUR, Prabha, "Power system stability and control", McGraw – Hill, New York, 1994.
- [6] HIDROPAUTE S.A., "Registros del Sistema Registrador de Perturbaciones de Potencia", 1 de marzo de 2003.
- [7] TRANSELECTRIC, "Base de datos de los componentes estáticos y dinámicos del S.N.I. para el Power Factory".
- [8] CENACE, "Análisis de las Causas para el colapso total del sistema eléctrico ecuatoriano el 1 de marzo de 2003".
- [9] CENACE, "Informe Preliminar de Fallas o Perturbaciones", 6 de marzo de 2003.
- [10] HIDROPAUTE S. A., "Informe de Falla del 1 de marzo de 2003".

BIOGRAFÍAS

Rommel Aguilar Chiriboga



Nació en Yaruquí, el 27 de julio de 1981. Sus estudios secundarios los realizó en el Instituto Nacional Mejía, en Quito. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en

Sistemas Eléctricos de Potencia en la Escuela Politécnica Nacional en 2005.

Jaime Cepeda Campaña



Nació en Toacazo, Latacunga, el 20 de febrero de 1981. Sus estudios secundarios los realizó en el Colegio Sebastián de Benalcázar.

Sus estudios universitarios los realizó en la Escuela Politécnica Nacional, donde obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia en 2005.

Jesús Játiva Ibarra

Ingeniero Eléctrico (EPN 1981), Master of Science en Ingeniería Eléctrica y Doctor of Philosophy, Universidad de Texas en Arlington, USA (UTA 1988 y 1991), Miembro Postdoctoral en el Energy Systems Control Center (UTA 1991), Diplomado con Distinción en Técnicas de Planificación para el Desarrollo (Economía), Institute of Social Studies, Los Países Bajos (ISS 1998) y el Diplomado en Energy Conservation in Industry de ÅF-Energikonsult Syd AB, Suecia (1995). Actualmente es profesor Principal de la EPN y Jefe del Departamento de Energía Eléctrica.