

ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA OPERACIÓN INTERCONECTADA ECUADOR – COLOMBIA A 230 Kv

Roberto Aguirre
Dirección de Planificación

RESUMEN

Con base a las simulaciones realizadas y de las experiencias operativas conjuntas de CENACE (Ecuador) y CND (Colombia), se presentan los resultados y conclusiones de la operación interconectada Colombia – Ecuador mediante la línea Jamondino – Pomasqui a 230 kV con los siguientes objetivos:

- Determinar la máxima transferencia bidireccional de potencia por la línea Pomasqui –Jamondino de 230 kV.
- Analizar la operación simultánea de las interconexiones de 230 kV y de 138 kV.
- Determinar las generaciones mínimas de seguridad en los Sistemas Colombiano y Ecuatoriano.
- Determinar las condiciones de cierre y sincronismo de los Sistemas de Ecuador y Colombia.
- Diseñar un esquema automático de separación de áreas.
- Diseñar un Esquema de Alivio de Carga – EAC por bajo voltaje con el fin de evitar la separación de áreas.
- Analizar la operación conjunta de los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia.

PALABRAS CLAVE: Esquema de Alivio de Carga, contingencias, interconexión, máxima transferencia, sincronización.

1. INTRODUCCIÓN

El acuerdo 536 de la Comunidad Andina de Naciones – CAN, permitió que los proyectos de interconexión eléctrica entre los países que conforman la CAN logran su viabilidad basados en la complementariedad energética, la capacidad de investigación para realizar la planificación de la operación de los sistemas eléctricos de potencia integrados, considerando los diferentes marcos regulatorios para alcanzar el mejoramiento de la calidad de la energía eléctrica, la disminución de sus costos e iniciar el camino hacia una interconexión continental que finalmente logre un uso racional de las fuentes energéticas.

La planificación de la operación de la Interconexión Internacional a 230 kV entre Ecuador y Colombia a través de la L/T Pomasqui-Jamondino parte de la definición de un Acuerdo Operativo concertado y la definición de los estudios eléctricos necesarios para encontrar una operación confiable del enlace de interconexión.

Los estudios eléctricos realizados contemplan: las condiciones de cierre y sincronismo, los límites de intercambio de potencia, las generaciones mínimas de seguridad, los voltajes objetivo en las barras frontera, los esquemas de protección principales y los esquemas suplementarios de protección necesarios.

2. CONSIDERACIONES GENERALES

Con la entrada en operación de la línea Pomasqui-Jamondino, doble circuito de 230 kV el 1 de marzo del 2003 se inició el intercambio de potencia y energía entre Colombia y Ecuador.

En la Figura 1 se presenta un diagrama unifilar de la línea de interconexión, que une la subestación Jamondino en Pasto (Colombia) con la subestación Pomasqui en Quito (Ecuador) con una longitud de 213 kilómetros.

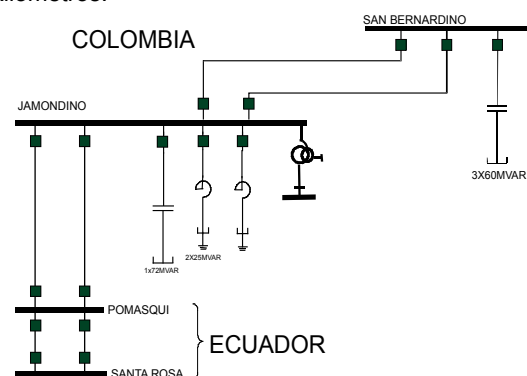


FIGURA 1: Interconexión Eléctrica Ecuador-Colombia a 230kV

Para los estudios se consideraron condiciones de demanda máxima, media y mínima en ambos sistemas, teniendo en cuenta las condiciones más críticas para el Suroccidente de Colombia, esto es, máximas transferencias desde el centro y el occidente del país, así como un mínimo de unidades de generación en línea.

Se evaluaron las simulaciones desde el punto de vista de estado estacionario (voltajes y cargabilidad de elementos) y comportamiento dinámico de las máquinas, de la frecuencia y de los voltajes. Se simularon contingencias sencillas en líneas de transmisión y unidades de generación.

Se acordó utilizar para los sistemas de los dos países el modelo de carga actualmente empleado para el sistema colombiano, consistente en 70% impedancia constante, 20% potencia constante y 10% corriente constante.

3. ESQUEMA DE SEPARACIÓN DE ÁREAS Y PROTECCIONES SISTÉMICAS

El criterio fundamental para diseñar el esquema de separación de áreas-ESA se basa en que la pérdida de la Interconexión en condiciones de máxima transferencia de Colombia a Ecuador, representa un gran impacto en la frecuencia del Sistema Ecuatoriano, por lo tanto, en el diseño se le da prioridad a la seguridad del esquema. Por esta razón, este esquema solamente actuará cuando exista plena seguridad del requerimiento de separación de áreas.

Con estos antecedentes se analizaron varias contingencias consideradas como las más críticas para diferentes condiciones de transferencia, entre las contingencias analizadas están las siguientes:

- Salida de la central Trinitaria con 130 MW en Ecuador.
- Salida de un circuito de la línea de interconexión Pomasqui-Jamondino.
- Contingencia de los dos circuitos Pomasqui-Jamondino
- Pérdida de la central Betania con 360 MW en el Suroccidente de Colombia.
- Salida de los dos circuitos de la línea San Bernardino – Jamondino de 230 kV del sistema colombiano.
- Salida de 200 MW de la central hidroeléctrica Paute en Ecuador

Con el fin de obtener ajustes a las variables de este esquema, se analizaron también contingencias múltiples adicionales a las anteriores, que aunque tienen muy baja probabilidad de ocurrencia, pueden requerir que los dos países se separen evitando que se produzcan eventos adicionales de gran magnitud que puedan implicar colapsos totales o parciales de los sistemas.

Para la contingencia de dos unidades de la Central Paute (200 MW), se presentan condiciones de bajo voltaje especialmente en la Zona Suroccidente de Colombia y en la Zona Norte de Ecuador. Para estas condiciones se requiere la apertura de la Interconexión, la cual representaría para el Sistema del Ecuador una pérdida del orden de 450 MW. Ante este desbalance generación – demanda, se observa que el esquema de alivio de carga por baja frecuencia (EAC-BF) de Ecuador permitirá recuperar el sistema y lograr un mejor comportamiento de los sistemas ante estos eventos críticos. Aunque el diseño original

del EAC-BV de Ecuador tuvo que ajustarse para que se inicie en el mismo umbral de frecuencia del sistema colombiano de 59.4 Hz.

Así mismo, se recomendó ajustar la protección de baja frecuencia del esquema de separación de áreas, de manera que actúe luego de la última etapa de los dos esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia.

Como resultado, se obtuvo las siguientes calibraciones para el esquema de separación de áreas:

- Baja frecuencia en Jamondino y Pomasqui: 58.2 Hz, con retardo de 500 ms.
- Sobrepotencia de envío Colombia a Ecuador: 380 MW con retardo de 2 segundos, considerando que el conteo del tiempo se resetea cuando la potencia baja del 95% del valor de ajuste (361 MW).
- Sobrepotencia de envío Ecuador a Colombia: 250 MW con retardo de 2 segundos, considerando que el conteo del tiempo se resetea cuando la potencia baja del 95% del valor de ajuste (237 MW). Sin embargo, a partir de análisis complementarios, desde Abril de 2004 este ajuste para condiciones de transferencia de Colombia a Ecuador se cambió a 100 MW con retardo de 500 ms.
- Bajo voltaje en Jamondino y Pomasqui: 0.8 p.u. de 220 kV (176 kV Fase – Fase condicionado a las tres fases) con retardo intencional de 500 ms.
- Alto voltaje en Jamondino 12 % de 230 kV (257.6 kV- Fase - fase) y Pomasqui: 15 % de 220 kV (253 kV Fase – Fase).
- Se elimina el ajuste de la zona 3 de las protecciones de distancia de ambas subestaciones o se coloca su alcance, igual al de la zona 2 con un retardo intencional de 1 segundo.
- El bloqueo por oscilación de potencia será de 250 ohmios por segundo y bloqueo de todas las zonas.
- Los ajustes para el esquema de recierre de la Interconexión son:
Pomasqui: Barra viva – Línea muerta con 500 ms de tiempo muerto.
Jamondino: Barra viva – Línea viva con verificación de sincronismo y 700 ms de tiempo muerto.
- El relé de verificación de sincronismo debe tener los siguientes ajustes:
 $\Delta V = 10\%$ $\Delta f = 100$ mHz
 $\Delta \phi = 40^\circ$

4. LÍMITES DE TRANSFERENCIA

Considerando diferentes condiciones topológicas posibles del área de interconexión, y las indisponibilidades de mayor probabilidad de

ocurrencia en cada sistema, se definieron los límites de transferencia para las siguientes condiciones:

Límites de transferencia Colombia – Ecuador

TABLA 1: Red completa del Sistema Colombiano con línea Popayán - Río Mayo disponible

Demanda	Límite día ordinario [MW]	Límite día festivo [MW]	Causa
MÁXIMA	250	250	Corte líneas S. Bernardino-Jamondino 360 MW
Media	250	250	
Mínima	250	250	

TABLA 2: Red del Sistema Colombiano con indisponibilidad de un Circuito Pomasqui-Jamondino a 230 kV

Demanda	Límite día ordinario y día festivo [MW]	Causa
Máxima	160	Contingencia en una de las líneas S. Bernardino – Jamondino o Contingencia del otro circuito Jamondino – Pomasqui.
Media	180	
Mínima	180	

TABLA 3: Red del Sistema Colombiano con indisponibilidad de un circuito de 230 kV que llegan a S.an Bernardino

Demanda	Límite día ordinario [MW]	Límite día festivo [MW]	Causa
Máxima	50	80	Corte líneas que llegan a San Bernardino 340 MW
Media	150	160	
Mínima	200	200	

Límites de transferencia Ecuador – Colombia

TABLA 4: Red del Sistema Ecuatoriano con tres y dos compensadores sincrónicos de la central Santa Rosa

Demanda	Tres Compensadores Santa Rosa [MW]	Dos Compensadores Santa Rosa [MW]	Causa
Máxima	160	140	Voltajes a 230kV en Santa Rosa y Jamondino, y disparo de línea S. Rosa -Totoras 230 kV
Media	160	140	
Mínima	180	180	

TABLA 5: Red del Sistema Ecuatoriano con indisponibilidad de un circuito Pomasqui-Jamondino a 230 kV

Demanda	Límite día ordinario y día festivo [MW]	Causa
Máxima	95	Disparo de la línea a 230 kV Santa Rosa – Totoras
Media	95	
Mínima	110	

TABLA 6: Red del Sistema Colombiano con indisponibilidad de los dos circuitos a 230 kV San Bernardino – Jamondino

Demanda	Límite día ordinario [MW]	Límite Día festivo [MW]	Causa
Máxima	Curva de carga de Nariño. Dem.máx.: 161MW	Curva de carga de Nariño. Dem.máx.: 147MW	Alimentación radial a Nariño desde Ecuador
Media			
Mínima			

TABLA 7: Red del Sistema Ecuatoriano con indisponibilidad de dos circuitos Santa Rosa – Pomasqui

Demanda	Límite día ordinario [MW]	Límite día festivo [MW]	Causa
Máxima	0	0	Control de flujo en líneas y trafos Zona Norte de Ecuador
Media	50	80	
Mínima	100	80	Oscilaciones de potencia y voltaje

5. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA POR BAJO VOLTAJE

Con el fin de mejorar las condiciones operativas de la línea de interconexión Pomasqui – Jamondino de 230 kV, ante algunos eventos presentados en la operación en tiempo real que han implicado la actuación del esquema de separación de áreas por la función de bajo voltaje, se ha presentado una propuesta de esquema de alivio de carga por bajo voltaje ante eventos que en los estudios iniciales no se consideraron tan críticos.

En la operación interconectada de Colombia y Ecuador mediante la línea Jamondino – Pomasqui a 230 kV, doble circuito se presentan importantes caídas de voltaje en las subestaciones frontera ante aumento en la transferencia de potencia activa, razón por la cual se han implementado sistemas automáticos de control de voltaje (VQ) en las subestaciones Jamondino y San Bernardino con el objetivo de mantener los voltajes en las subestaciones frontera dentro de los rangos definidos como adecuados para la operación interconectada Colombia – Ecuador.

Sin embargo, ante eventos importantes de generación que se presentan en Ecuador, se ha evidenciado que este esquema no es lo suficientemente rápido y se hace necesario implementar otro esquema suplementario que ante uno de esos eventos, ayude rápidamente a la recuperación de una condición estable del sistema y se evite el aislamiento de los países mediante la actuación del esquema de separación de áreas por la función de bajo voltaje.

Con el fin de evaluar la sensibilidad en el voltaje en Jamondino y Pomasqui ante los eventos de generación mencionados, se realizaron simulaciones considerando la contingencia de Machala Power con 130 MW y adicionalmente se evaluó el efecto

de un deslaste de carga en Ecuador y en Colombia independientemente, y se registró la evolución de los voltajes y del intercambio por la interconexión.

Puesto que el sistema colombiano tiene mayor inercia que el ecuatoriano, aquel presenta mayores aportes al desbalance de potencia en Ecuador, lo que se refleja en altos flujos de potencia activa por la interconexión a 230 kV y adicionalmente, se crea el problema de bajos voltajes en las subestaciones frontera.

De los análisis se concluye que el seccionamiento de carga se debe realizar en el sistema de Ecuador, puesto que su efecto se ve directamente reflejado en la disminución del intercambio por la interconexión y consecuentemente en la mejora de los voltajes en las subestaciones frontera. Adicionalmente, no se presentan condiciones indeseadas de potencia o voltaje en las subestaciones frontera que puedan implicar la separación de los sistemas.

En la Tabla 8 se puede observar la máxima caída de voltajes de las subestaciones frontera ante el disparo de 130 MW de generación en Ecuador en las centrales térmicas de Esmeraldas o Machala Power, observándose máximas caídas de voltaje en Jamondino de 52.9 kV y en Pomasqui de 36.4 kV.

TABLA 8: Máximas caídas de voltaje ante el disparo de 130 MW de generación en Ecuador

Demanda	MÁXIMA CAIDA DE VOLTAJE		Disparo de 130MW de generación:
	JAMONDINO [kV]	POMASQUI [kV]	
Máxima	33.27	20.35	Esmeraldas
	47.25	36.40	Machala Power
Media	44.34	29.83	Esmeraldas
	52.90	34.81	Machala Power
Mínima	43.57	32.00	Esmeraldas
	47.25	36.38	Machala Power

En las Figuras 2 y 3 se presenta una comparación de la evolución de los voltajes en la subestación Jamondino ante el disparo de 130 MW de la central Machala Power en Ecuador sin esquema de disparo de carga por baja tensión, con el esquema implementado en Colombia y con el esquema en Ecuador.

En las simulaciones se logra observar los beneficios obtenidos con el rápido y selectivo deslaste de carga en el sistema del Ecuador ante condiciones de bajo voltaje, causado por el incremento en la transferencia Colombia – Ecuador como consecuencia del disparo de 130 MW de generación en Ecuador.

Adicionalmente, se recomendó que los disparos de carga se implementen en las subestaciones de 138 kV del sistema de la Empresa Eléctrica Quito, con un ajuste de voltaje de 0.88 p.u.(121 kV) y un retardo secuencial de hasta 350 ms.

La selectividad del esquema propuesto esta sustentando por el disparo secuencial de cargas en el área de Quito ante condiciones de bajo voltaje con diferentes tiempos, permitiendo la recuperación de los voltajes entre cada etapa de disparo.

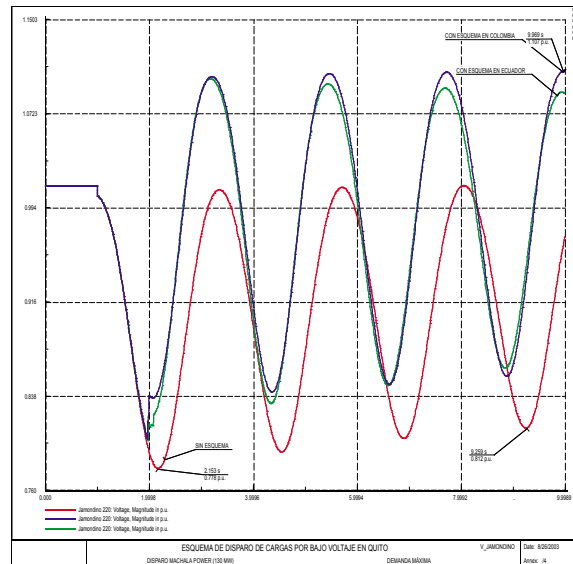


FIGURA 2: Evolución de Voltajes en Jamondino ante el Disparo de Machala Power, (1) Sin Esquema de Disparo de Cargas, (2) Con Esquema en Colombia y (3) Con Esquema en Ecuador

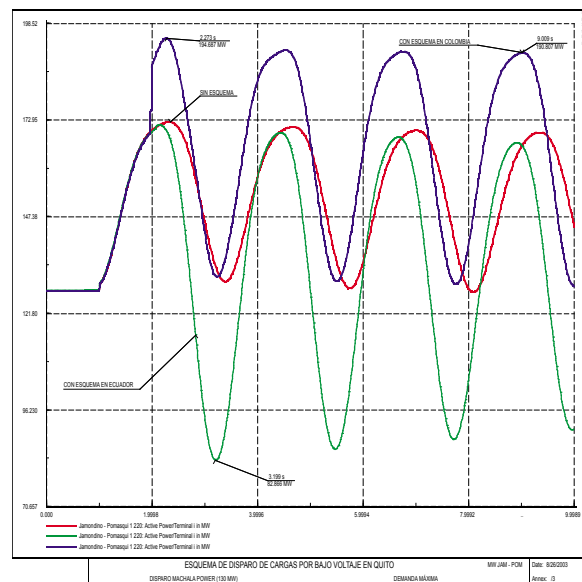


FIGURA 3: Evolución del Intercambio Pomasqui-Jamondino 1 ante el Disparo de Machala Power con 130 MW, (1) Sin Esquema de Disparo de Cargas, (2) Con Esquema en Colombia y (3) Con Esquema en Ecuador

6. OPERACIÓN SIMULTÁNEA DE LAS INTERCONEXIONES DE 230 kV Y DE 138 kV

La operación en forma simultánea de las dos interconexiones de 230 kV y 138 kV significaría una mayor estabilidad del sistema integrado Ecuador – Colombia ya que incluso la operación en paralelo de los dos sistemas a través de 230 y 138 kV hace que la impedancia equivalente disminuya, con sus correspondientes ventajas. Sin embargo, normalmente se opera con la interconexión de 230 kV en forma sincronizada y la de 138 kV en forma radial.

7. GENERACIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD

Al fin de tener adecuadas condiciones de operación de los dos sistemas interconectados para diferentes condiciones de demanda y para diferentes valores de intercambio se requiere la operación de las siguientes generaciones mínimas de seguridad en los Sistemas Colombiano y Ecuatoriano:

a) Demanda Máxima

En el caso extremo de transferencia de Colombia a Ecuador de 250 MW se requieren mínimo 4 unidades equivalentes de generación en la Zona Suroccidental del Sistema Colombiano entre las centrales de Betania, Salvajina y Alto Anchicayá con el fin de permitir condiciones adecuadas de operación tanto para estado estacionario como ante contingencias. La generación requerida en el Sistema de Ecuador, es de 2 compensadores sincrónicos y de la unidad TG3 con mínima potencia activa de la Central Santa Rosa.

b) Demanda Media

En el caso extremo de transferencia de Colombia a Ecuador de 250 MW se requieren como mínimo 2 unidades equivalentes de generación en la Zona Suroccidental del Sistema Colombiano con el fin de permitir condiciones adecuadas de operación tanto para estado estacionario como ante contingencias. En el Sistema de Ecuador se requieren 2 compensadores sincrónicos de la Central Santa Rosa.

c) Demanda Mínima

Para todos los casos de transferencia de Colombia a Ecuador no se requieren unidades de generación en la Zona Suroccidental del Sistema Colombiano. Para los casos de transferencia de Ecuador a Colombia se requieren tres (3) unidades equivalentes de generación en la Zona Suroccidental del Sistema Colombiano con el fin de brindar condiciones adecuadas de operación tanto para estado estacionario y ante contingencias. En el Sistema de Ecuador se requieren 2 compensadores sincrónicos de la Central Santa Rosa.

8. CONDICIONES DE CIERRE Y SINCRONISMO

Para determinar las condiciones operativas con la que se realizaría la sincronización de los Sistemas Eléctricos de Ecuador y Colombia, se analizaron las condiciones para los períodos de demanda máxima, media y mínima.

De los resultados se desprende que solo es factible realizar sincronizaciones exitosas en la subestación Jamondino en todos los períodos de demanda, ya que para realizar sincronismo en Santa Rosa o Pomasqui es necesario bajar los voltajes hasta 220 kV en la subestación Jamondino, voltajes que no son operativos para esta subestación.

9. ANALISIS DE LOS ESQUEMAS DE ALIVIO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA PARA OPERACIÓN INTERCONECTADA

El esquema de alivio de carga por baja frecuencia (EAC-BF), para el Sistema Colombiano se presenta en la Tabla 9:

TABLA 9: EAC Vigente para Colombia

Paso	Frecuencia (Hz)	Desconexión de carga (%)	Retardo intencional (ms)
1	59.4	5	200
2	59.2	5	200
3	59.0	5	400
4	58.8	5	400
5	58.6	5	600
6	58.6	5	1000
7	58.4	5	2000
8	58.4	5	4000

El EAC propuesto para Ecuador presentado en la Tabla 10, fue el correspondiente al período lluvioso del año 2003, pero con el primer paso en 59.4 Hz como el EAC Colombiano:

TABLA 10: EAC-BF Propuesto para Ecuador

Paso	Frecuencia (Hz)	Desconexión de carga (%)	Retardo intencional (ms)
1	59.4	3	200
2	59.2	3	200
3	59.0	8	200
4	58.8	8	200
5	58.6	8	200
6	58.4	18	200

Considerando las diferencias existentes entre los esquemas de alivio de carga por baja frecuencia de los Sistemas Ecuatoriano y Colombiano, se realizaron algunas simulaciones con el fin de comparar el desempeño de los mismos y determinar el desempeño deseable.

De la revisión de la actuación de los esquemas, en las simulaciones se observa que el aporte de cada país es adecuado y responden ante las contingencias que implican actuación de los relés de baja frecuencia, presentando un comportamiento adecuado para facilitar la recuperación de la frecuencia. Con el fin de tener un mayor índice de seguridad para la operación del Ecuador y el control de una rápida y pronunciada caída de la frecuencia minimizando el riesgo de colapso, para el período de estiaje de Ecuador se determinó un nuevo EAC por baja frecuencia, que se presenta en la Tabla 11, el cual entró en vigencia a partir del 1 de octubre de 2003.

TABLA 11: EAC-BF Actualizado para Ecuador

Paso	Frecuencia (Hz)	Desconexión de carga (%)	Retardo intencional (ms)
1	59.4	7	200
2	59.2	10	200
3	59.0	12	200
4	58.8	7	200
5	58.6	7	200
6	58.4	7	200

10. CONCLUSIONES

- La importancia de esta Interconexión Internacional a 230 kV entre Colombia y Ecuador amerita realizar un estudio exhaustivo de planeación de la operación partiendo de la definición del Acuerdo Operativo concertado y la realización de los estudios eléctricos necesarios para buscar una operación confiable de la línea de interconexión.
- Los estudios eléctricos realizados contemplaron entre otras, las condiciones de cierre y sincronismo, los límites de intercambio de potencia, las generaciones mínimas de seguridad, los esquemas de protección principales y los esquemas suplementarios de protección necesarios. Estos estudios deberán ser actualizados periódicamente.
- Las máximas transferencias en los dos sentidos para diferentes condiciones topológicas de los sistemas Colombiano y Ecuatoriano interconectados, considerando las experiencias del primer año de operación de la interconexión, son la base para la estimación de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), los procesos de ofertas y la programación de la operación interconectada de los Sistemas Eléctricos de Ecuador y Colombia.
- La operación en forma simultánea de las dos interconexiones de 230 kV y 138 kV significan una mayor estabilidad del sistema integrado Ecuador – Colombia ya que incluso la operación en paralelo de los dos sistemas a través de 230 y 138 kV hace que la impedancia equivalente disminuya, con sus correspondientes ventajas.
- La sincronización de los dos sistemas es factible realizarla en todas las condiciones de demanda solamente en la subestación Jamondino, ya que para realizar sincronismo en Santa Rosa o Pomasqui es necesario bajar los voltajes hasta 220 kV en la subestación Jamondino, voltajes que no son operativos para esta subestación.
- Ante un desbalance generación – demanda, el esquema de alivio de carga recomendado para Ecuador, fue el correspondiente al período lluvioso pero con la actuación del primer paso de baja frecuencia en 59.4 Hz como el EAC de Colombia.

Este esquema contempla pérdida de generación en Ecuador entre 400 y 500 MW. Posteriormente sobre la base de la experiencia operativa se realizó un ajuste al EAC de Ecuador.

- Con la finalidad de alcanzar el máximo valor de 250 MW para la transferencia de Colombia a Ecuador se deberá implementar el esquema de alivio de carga por bajo voltaje en Ecuador.
- Los resultados obtenidos durante el primer año de operación de la línea de interconexión han mostrado un adecuado comportamiento de los dos sistemas interconectados y las transferencias fueron de 1459 GWh de Colombia a Ecuador y 67 GWh en sentido de Ecuador a Colombia.

11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Estudios eléctricos para la entrada en operación de la línea Jamondino – Pomasqui 230 kV, Documento asociado al ACUERDO OPERATIVO COLOMBIA – ECUADOR, Doc. UENCND 02 – 199.
- [2] Planeación de la Operación Junio de 2003, Doc ISA UENCND 077 –03, Mayo 30 de 2003
- [3] Límites de Importación y Exportación para la operación interconectada Colombia – Ecuador, Documento ISA UENCND 081 –03, CENACE y CND, Medellín, Quito – Julio 24 de 2003.
- [4] Esquema de Alivio de Carga por bajo voltaje, Interconexión Colombia – Ecuador Versión Final CND-CENACE Octubre 9 de 2003.
- [5] Transferencias máximas de Colombia a Ecuador -nuevo EAC S.N.I., CENACE, Quito – 14 de Octubre de 2003.



Roberto Aguirre Proaño.-
Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional Quito-Ecuador Abril/1983. XX Curso Latinoamericano de Economía y Planificación Energética, Bariloche - Argentina (1990).

I Curso Internacional de Protección de Sistemas de Generación y Transmisión, Sao Paulo - Brasil (1995). Dirección de Planificación - INECEL (1983 – 1994); Dirección de Operación - INECEL (1994 – 1998); Dirección de Planeamiento - CENACE (Desde 1999); Estudio de Interconexión Ecuador-Colombia a 138 kV, ISA - INECEL, Medellín - Colombia (1987); Estudio de SVC's en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, SWEDPOWER - INECEL, Malmoe- Suecia (1988); Estudio de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión de Ecuador, POWER TECHNOLOGIES INC. - INECEL Schenectady, N.Y.- U.S.A.(1997); Estudios Conjuntos de Interconexión Ecuador - Colombia a 230 kV, CND - CENACE (2001, 2003 y 2004).