

SINTONIZACIÓN DE TAPS DE LOS TRANSFORMADORES DEL SNI PARA OPERACIÓN EN EL AÑO 2011

José Augusto Chancusig Toapanta

Jesús Játiva Ibarra

Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador

Resumen –Se presenta un método para mejorar el nivel de voltaje en el Sistema Nacional Interconectado, SNI, mediante la sintonización de taps de los transformadores de potencia, poniendo especial énfasis en las barras de entrega a las empresas distribuidoras. Se analiza la normativa de calidad de voltaje así como se detalla el equipamiento actual del S.N.I., en lo referente a líneas de transmisión, transformadores, barras, generadores y cargas. El estudio de las corridas de flujo de potencia para los escenarios simulados de demanda en el paquete computacional Power Factory de DigSilent, permite realizar un análisis de calidad de voltaje del sistema en las condiciones actuales de operación, a la vez que identificar las zonas con mayor problemas de voltaje. Una vez identificadas las zonas con problemas de voltaje se describen las principales fuentes de reactivos que poseen dichas zonas a fin de proponer estrategias que ayuden a mejorar el nivel de voltaje. Para conseguir este objetivo se utiliza la estrategia de sintonización de los taps fijos de los transformadores instalados en las subestaciones de entrega. Las zonas seguras de operación de los generadores cobran gran importancia en este estudio, ya que las máquinas sincrónicas son las principales fuentes de reactivos. El punto de operación de las unidades de generación debe estar siempre dentro de estas zonas, la cual está delimitada por restricciones de tipo eléctricas y mecánicas, en especial aquellas dadas por las restricciones de voltaje de servicios auxiliares en centrales termoelectricas a vapor.

Abstract –A method to improve the voltage level in the National Interconnected System SNI, by means of tuning the power transformers fixed taps, with particular emphasis on the delivery busbars to distribution companies. The voltage quality regulations are analyzed as well as the SNI actual equipment is detailed, regarding to transmission lines, transformers, busbars, generators and loads. The study of power flow runs for the demand scenarios simulated in the computer package DigSilent Power Factory, allows to perform both an analysis of system voltage quality in the current operating conditions as well as an identification of areas with major voltage problems. Once the areas with voltage problems are identified, main sources of reactive power are described that has these areas to propose strategies to help to improve the voltage level. To achieve this objective, the fixed transformer tap strategy is used, which are installed at the delivery substation. The secure operating areas of the generators become extremely important in this study, as synchronous machines are the main sources of reactive power. The operating point of the generating units must be located within these areas, which is limited by electrical and mechanical constraints, especially those given by auxiliary system voltage in steam power plants.

I. INTRODUCCIÓN

Dentro de la operación de un Sistema Eléctricos de Potencia SEP se consideran dos variables principales: la frecuencia y el voltaje en cada barra. La frecuencia es una variable global, ya que es la misma para todo el sistema, en tanto que el voltaje es una variable local, que determina el perfil de voltaje del sistema. Por ello, el voltaje debe ser controlado no solo con las centrales de generación, que son la fuente principal de reactivos de un SEP, sino también con otras fuentes, como son: capacitores, reactores, compensadores sincrónicos, líneas de transmisión y taps de los transformadores.

Este control no hace referencia a que los transformadores con taps sean una fuente de reactivos, más bien a que estos equipos permiten una mejor redistribución del flujo de reactivos en el sistema, y con ello mejorar el nivel de voltaje en ciertas barras.

II. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El diseño y análisis de la operación de los SEP requieren estudios de alta complejidad a fin de evaluar el desempeño del sistema bajo condiciones actuales y futuras para lograr determinar su confiabilidad y respuesta bajo situaciones de contingencia. Estos análisis se deben realizar bajo diferentes escenarios, como por ejemplo:

- Interconexiones con otros países, con el fin de determinar el comportamiento de nuestro sistema al ser abastecido por otro de mayor tamaño como el colombiano.
- Períodos lluviosos y de estiaje, para analizar la influencia de estas condiciones climáticas en el despacho de las centrales hidroeléctricas y la necesidad de unidades adicionales de generación térmica.
- Condiciones de demanda máxima, media y mínima, para determinar límites operativos de las líneas de transmisión, generadores, transformadores y determinar la necesidad de unidades nuevas de generación, salida de operación de unidades, necesidad de nuevas L/T, reposicionamiento de taps, etc.

Los transformadores poseen dos tipos de taps, los fijos y los intercambiadores de taps bajo carga o LTC's. Cuando el control se realiza por medio de los taps fijos se hace necesaria la salida de operación de la unidad de transformación, lo que conlleva múltiples problemas, como la discontinuidad del servicio de energía para grandes centros de consumo (ya que este control se realiza a nivel de las S/E de transmisión y sub-transmisión), pérdida de

protecciones de respaldo del sistema, incluso podría causar un colapso del sistema si no se lo realiza adecuadamente, etc.

El control por LTC's se lo realiza sin desconexión del transformador de potencia, por lo que tiene una gran ventaja sobre el primero, pero tiene un gran peligro, ya que si este control es automático puede ocasionar un colapso de voltaje.

Bajo estas premisas es necesario realizar un estudio de reposicionamiento de los taps de los transformadores para asegurar la operación adecuada del SNI con el mínimo de reposicionamientos de los taps fijos durante el año.

A. Niveles de Voltaje y Factor de Potencia [1], [2]

La responsabilidad que tiene el CENACE para procesar la información entregada por los agentes participantes en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM está regida por la Regulación CONELEC – 004/02.

La Regulación CONELEC – 003/08 establece la información que el CENACE debe entregar a las empresas que prestan servicios de transmisión y a los Agentes usuarios directos de estos servicios.

B. Revisión de las Bandas de Variación de Voltaje en Barras y Factor de Potencia en Puntos de Entrega del Sistema Nacional Interconectado [2], [3]

En el Estudio de Estabilidad de Voltaje para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano realizado por el CENACE, se determinaron las barras más débiles del sistema, listadas en la Tabla I.

TABLA I
BARRAS MÁS DÉBILES DEL S.N.T. POR ESTABILIDAD DE VOLTAJE.

BARRAS CRÍTICAS		
ZONA		
Manabí-Ríos	Norte	Guayas
Manta 69 kV	Ibarra Móvil 69 kV	Sta. Elena 69 kV
Portoviejo 69kV	Ibarra 69 kV	Policentro 69 kV
Chone 69 kV	Ibarra 34.5 kV	Posorja 69 kV
Quevedo 69 kV	Tulcán 69 kV	Trinitaria 69 kV
	Vicentina 46 kV	Salitral 69 kV
	Sta. Rosa 46 kV	
	Mulaló 69 kV	

C. Metodología [3]

En base a la información anterior se realizó en primer término, un análisis de estado estacionario en el que se obtengan curvas PV para las barras consideradas débiles y para barras representativas de las zonas que no presentan problemas de estabilidad. Como un segundo análisis se planteó realizar simulaciones que reproduzcan el comportamiento del voltaje de las barras ante las contingencias consideradas críticas desde el punto de

estabilidad de voltaje.

D. Resultados [3]

El análisis concentró su atención en las barras consideradas críticas desde el punto de vista de estabilidad de voltaje y para el efecto se dividió el sistema en áreas geográfico-eléctricas.

E. Recomendaciones [3]

Para condiciones normales de operación y de disponibilidad de recursos de compensación reactiva, el CDNACE recomienda las bandas de variación de voltaje de la Tabla II.

TABLA II
BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE Y FP.

BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE		
Sistema Nacional de Transmisión		
Barras de 230 kV	Barras de 138 kV	Puntos de entrega: Barras de 69 kV, 46 kV y 34.5 kV
+ 7%/-5% del voltaje nominal	+ 5%/-7% del voltaje nominal	+ 3%/-3% del voltaje nominal
FACTORES DE POTENCIA EN PUNTOS DE ENTREGA		
Distribuidores y Grandes Consumidores	Demanda punta	0,96 o superior inductivo
	Demanda media	0,96 o superior inductivo
	Demanda base	Entre 0,96 y 0,99 inductivo

Para barras de generación, los límites máximos de voltajes podrán ser recalculados en función de las características y limitaciones propias de las unidades de generación e instalaciones asociadas.

F. Interconexiones

El acuerdo 536 de la Comunidad Andina, CAN, permitió que los proyectos de interconexión eléctrica entre los países 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.

G. Interconexiones Ecuador-Colombia

La primera interconexión a 230 kV con Colombia se efectivizó el 1 de marzo de 2003 con la entrada en la operación de la línea Pomasqui-Jamondino a doble circuito, con lo que se inicio el intercambio de potencia y energía entre los dos países.

La interconexión entre dos países, requieren varios estudios, entre los cuales se puede mencionar:

- Condiciones de cierre y sincronismo
- Límites de intercambio de potencia
- Generaciones mínimas de seguridad

- Voltajes objetivo en las barras frontera
- Esquemas de protección principales y los esquemas suplementarios de protección necesarios.

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.

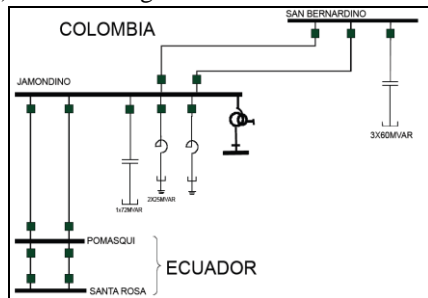


Fig. 1. Diagrama de Interconexión Ecuador-Colombia

H. Interconexiones Ecuador-Perú [4]

En el año 2000 la empresa Hydro Québec Internacional, realizó el estudio de interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador en el marco del convenio de colaboración firmado entre las empresas ETECEN (hoy REP) y TRANSELECTRIC.

Los objetivos del estudio fueron:

- Explorar la viabilidad técnica y de beneficio de reducción de costos de la interconexión eléctrica Ecuador-Perú.
- Proponer, a nivel de planificación, la solución técnica de “mínimo costo” de la interconexión entre los dos países, bajo un contexto de libre mercado de energéticos.

En dicho estudio se concluyó que la interconexión se realice en dos etapas, con capacidades de transporte de 125MW y 250MW. En octubre de 2003, en reunión de representantes TRANSELECTRIC, CENACE, COES (Comité de Operación Económica del Sistema) y REP (Red de Energía del Perú) en la ciudad de Medellín de Colombia; los especialistas de los tres países concluyeron que la interconexión es viable técnicamente, mediante un enlace “back to back” (enlace en corriente continua); esto debido a la presencia de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas, principalmente en el sistema peruano. Por otro lado, la interconexión AC sólo es posible en una operación radial, aislando una parte de la carga de Ecuador del resto de su sistema eléctrico.

En operación radial se suministrará desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú, sólo la demanda de la empresa de distribución de El Oro, en la barra de Machala, cuya demanda máxima es de 87 MW. Para conseguir el propósito de suministrar energía eléctrica a Machala desde el SEIN, los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú tendrán que enlazarse por breves instantes, transferir la carga de Machala al sistema peruano y la posterior separación de las redes de ambos países.

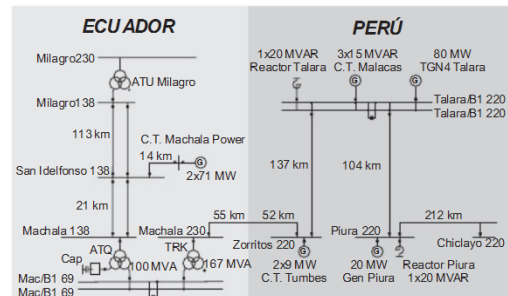


Fig. 2. Diagrama de Interconexión Ecuador-Perú

En la figura 2 se muestra el diagrama unificar del área de la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú. Está en construcción la línea de 220 kV entre las subestaciones de Machala (Ecuador) y Zorritos (Perú), con una longitud de 107 km. Además se instalará un nuevo transformador de 167 MVA y 230/69/13,8 kV en Machala.

I. Zonificación del SNI

Con la finalidad de realizar un estudio más detallado de la calidad de voltaje se ha procedido a dividir al sistema en las siguientes áreas geográfico-eléctricas:

- ✓ Zona Quito: Abarca las S/E de Santa Rosa en su sector de 230 kV, 138 kV y 46 kV, Vicentina en su sector de 46 kV, Eugenio Espejo, Selva Alegre, S/E 18, S/E 19, S/E Pomasqui.
- ✓ Zona Esmeraldas – Santo Domingo: Abarca la S/E de Santo Domingo.
- ✓ Zona Quevedo – Manabí: Abarca las S/E de Chone, Quevedo, Portoviejo.
- ✓ Zona Norte: Abarca las S/E de Tulcán e Ibarra.
- ✓ Zona Anillo 230 kV: Abarca las S/E de Santo Domingo, Pomasqui, Santa Rosa, Totoras, Quevedo, Riobamba, Pascuales, Dos Cerritos, Milagro, Molino.
- ✓ Zona Cuenca – Loja: Abarca las S/E de Molino en su sector de 138 kV, Cuenca y Loja.
- ✓ Zona Santa Rosa – Totoras: Abarca las S/E de Santa Rosa, Vicentina, Totoras y Ambato.
- ✓ Zona San Francisco: Abarca las S/E de Totoras, Puyo, Tena y Francisco de Orellana.
- ✓ Zona Milagro – Machala: Abarca las S/E de Milagro en sus sectores de 138 kV y 69 kV, Machala y la S/E Babahoyo.
- ✓ Zona Pascuales: Abarca las S/E de Pascuales. Santa Elena, Salitral y Policentro.
- ✓ Zona Trinitaria: Abarca las S/E de Trinitaria y Pascuales.
- ✓ Zona de Interconexión: Comprende la S/E de Jamondino y Pomasqui (Ecuador-Colombia); las S/E Machala y Zorritos (Ecuador-Perú).

J. Curvas de Capacidad [5]

La medida de capacidad de un generador se da en unidades de potencia aparente, kVA o MVA. Una combinación de potencia activa y reactiva debe ser considerada para determinar si el generador está operando dentro de su carta de operación (zona segura de operación) ó está operando en una condición de sobrecarga.

La Figura 3 muestra las características de operación o lugares geométricos de los posibles modos de operación en los que un parámetro eléctrico del generador se mantiene constante.

K. Zonas Seguras de Operación de Centrales de Generación de Energía Eléctrica

Las zonas seguras de operación consideran las restricciones de los componentes mecánicos y eléctricos de la central de generación. El criterio de operación segura establece que todos los puntos dentro de la zona delimitada por la curva se puedan alcanzar sin riesgo de daños eléctricos y mecánicos y todos los puntos fuera de esta zona están prohibidos.

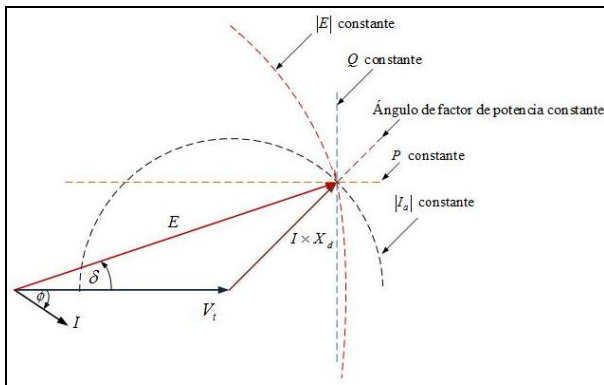


Fig. 3. Características de Operación del Generador Síncrono

L. Restricciones Mecánicas

La potencia activa que es capaz de entregar una central de generación es la capacidad de entrega de energía mecánica de la turbina desde la fuente primaria. Se consideran dos límites: máximo y mínimo de potencia activa.

M. Potencia Máxima

La potencia máxima de una central es la potencia de diseño nominal de la turbina.

N. Potencia Mínima

La potencia mínima que puede entregar una turbina está ligada directamente a la eficiencia y la estabilidad del flujo del fluido.

O. Restricciones Componentes Eléctricos [6]

La operación de un generador síncrono es limitada principalmente por el calentamiento de los devanados estático y rotórico. El sobrecalentamiento repercute en la reducción de la vida útil de la máquina.

P. Límite por Corriente de Armadura

La corriente en el devanado del estator produce una elevación de la temperatura del conductor y su ambiente circundante, por lo tanto, existe una corriente máxima ($I_{a_{max}}$) que si se excede provocará que la temperatura de los devanados del estator alcance niveles altos que puede dañar el aislamiento de la máquina.

Si se considera el triángulo de potencias, se tiene la relación (1), que define el lugar geométrico de corriente de

armadura máxima en el plano P-Q, como un semicírculo con centro en el origen y de radio igual a la potencia aparente nominal:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (1)$$

Q. Límite por Corriente de Campo

La fuerza electromotriz (fem) inducida en el estator está limitada por la corriente de excitación restringida por el calentamiento del devanado del rotor o por características propias de la excitatriz.

De modo que el límite de corriente de campo máxima resulta de las pérdidas de potencia $I_{fd}^2 \cdot R_{fd}$, tal como sucede en el límite por corriente de armadura. Entonces la corriente de campo impone un segundo límite térmico en la operación del generador. Resulta importante recalcar que también existe un límite de corriente de campo mínima que garantiza la operación sincrónica del generador.

La potencia activa y reactiva de un generador eléctrico de polos salientes están dadas por las ecuaciones (2) y (3).

$$P = \frac{V \cdot E}{X_d} \text{sen} \delta + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}(2\delta) \quad (2)$$

$$Q = \frac{V \cdot E}{X_d} \text{cos} \delta - \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{cos}(2\delta) \quad (3)$$

Para encontrar el centro del círculo formado por las ecuaciones anteriores se establece las siguientes condiciones, $E = 0$ y $\delta = 0^\circ$, reemplazando en las ecuaciones (2) y (3) se tiene:

$$C(P, Q) = \left(0, -\frac{V^2}{X_d} \right)$$

Entonces el límite por corriente de excitación máxima en un generador será cuando:

$$E = E_{max} \quad (4)$$

Donde, E_{max} es obtenido de las condiciones nominales del generador. Entonces al graficar el límite por corriente de armadura y el límite por corriente de campo máxima se produce una intersección entre estas curvas, dicha intersección representa la condición de operación nominal del generador, es decir representa los datos de placa, MVA y factor de potencia de la máquina.

Para obtener la curva, el ángulo δ toma valores desde cero hasta un valor máximo obtenido de la derivada de la potencia activa.

Los límites de corriente mínima de campo hacen referencia al mínimo que asegura la operación sincrónica del generador. La curva se obtiene de forma similar, pero tomando en cuenta:

$$E = E_{min} \quad (5)$$

R. Límite por Margen de Estabilidad

El límite teórico por margen de estabilidad corresponde a una línea paralela al eje de la potencia activa en el punto $(0, -V^2/X_d)$ del plano Q-P.

El límite práctico de estabilidad se obtiene trazando circunferencias para diferentes valores de potencia, luego a partir de la intercepción de estas circunferencias con el límite de estabilidad teórico, se disminuye cada potencia máxima entre el 10 y 20% de la potencia activa nominal máxima, dada por la ecuación (2). Los puntos obtenidos se trasladan horizontalmente, hasta interceptar con la circunferencia correspondiente. El lugar geométrico resultante de la unión de estos puntos, corresponde al límite de estabilidad práctico, esto se muestra en la Figura 4.

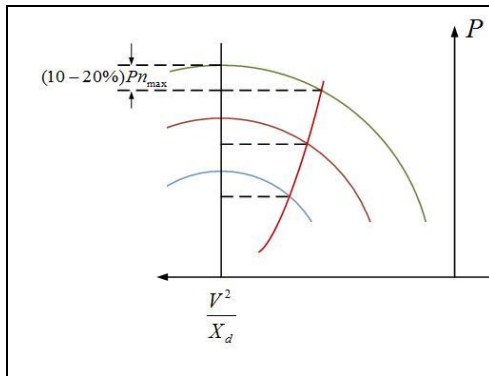


Fig. 4. Límite por Margen de Estabilidad en el plano Q-P

S. Límite por Voltajes de Servicios Auxiliares

La potencia que entrega la máquina síncrona tiene que abastecer la demanda del sistema y la demanda propia de la central de generación dada por los servicios auxiliares, SSAA, como se detalla en la Figura 5. Los equipos que representan los servicios auxiliares operan dentro de un rango de voltaje:

- Mínimo Voltaje V_{min} , asociado al límite de estabilidad de voltajes de las cargas de servicios auxiliares, y
- Por Máximo Voltaje V_{max} , asociado al nivel de aislamiento de los equipos.

Los servicios auxiliares tienen gran importancia en las centrales de generación térmica, ya que su demanda es consideradamente alta, en las centrales hidráulicas son un parámetro irrelevante, a continuación se mencionan algunas cargas típicas:

- ✓ Bombas de alimentación
- ✓ Bombas de enfriamiento y ventilación
- ✓ Sistema de excitación
- ✓ Sistema de regulación de velocidad
- ✓ Sistemas de control e iluminación
- ✓ Equipo adicional de sistemas de protección

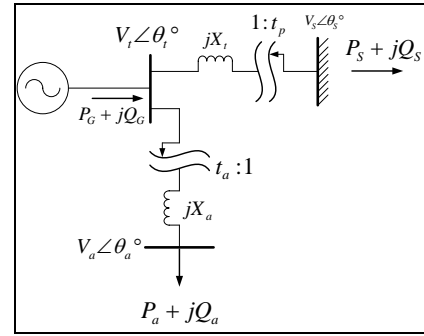


Fig. 5. Diagrama Unifilar considerando los Servicios Auxiliares

Para evitar que estos servicios colapsen se introducen estas limitaciones de voltaje en las zonas seguras de operación de la central de generación, la modelación de estas cargas considera valores constantes de demanda, alimentada desde la barra de generación a través de un transformador de servicios auxiliares.

La obtención de estas curvas se da por medio de las expresiones (6) y (7), desarrolladas de flujos de potencia considerando el diagrama unifilar de la Figura 5.

$$Q_{ta} = \frac{V_t^2}{x_a t_a^2} - \frac{V_t V_a}{x_a t_a} \cos \theta_{ta} \quad (6)$$

$$Q_G = Q_{ta} + \frac{V_t^2}{X_t} - \sqrt{\left(\frac{V_t V_S}{X_t t_p}\right)^2 - (P_G - P_a)^2} \quad (7)$$

La ecuación (6) depende de los límites de voltaje de servicios auxiliares y la ecuación 7 depende únicamente de la potencia activa de generación.

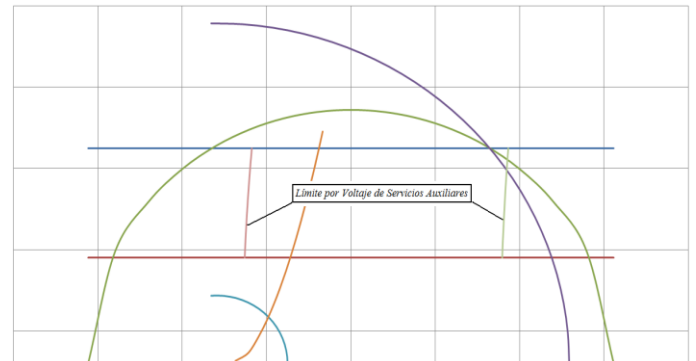


Fig. 6. Zonas Seguras de Operación de una Central de Generación

T. Análisis de los Niveles de Voltaje en el Posicionamiento Actual de Taps Fijos y LTC de Transformadores

Para el presente análisis se consideró dos periodos hidrológicos, en los cuales el sistema opera de forma distinta, el periodo lluvioso y de estiaje. El periodo de estiaje comprende los meses desde abril hasta septiembre y el de estiaje desde octubre hasta marzo.

Los casos de estudio para el análisis de calidad de voltaje se detallan a continuación, cada uno de ellos tienen tres escenarios de demanda:

CASO DE ESTUDIO 01. 02 de febrero de 2010 (periodo lluvioso considerando la interconexión Ecuador-Colombia)

- Demanda Mínima (05:00)
- Demanda Media (12:00)
- Demanda Máxima (19:00)

CASO DE ESTUDIO 02. 05 de mayo de 2010 (periodo de transición hidrológica considerando la interconexión)

- Demanda Mínima (05:00)
- Demanda Media (12:00)
- Demanda Máxima (19:00)

CASO DE ESTUDIO 03. 01 de julio de 2010 (Periodo de estiaje sin considerar interconexión)

- Demanda Mínima (05:00)
- Demanda Media (12:00)
- Demanda Máxima (19:00)

En todas las simulaciones se considera el estado actual de los taps fijos y el estado horario de los LTC's de los transformadores.

Para el período de análisis (2010) se consideran los recursos de producción existentes, el plan de mantenimientos y la incorporación de nuevas instalaciones de generación y transmisión.

U. Resultados condiciones operativas año 2010

Después de las corridas de flujos de potencia se identifican zonas con problemas de voltaje. Para la identificación de las barras más débiles se consideraron aquellas que se aproximan al límite inferior de la banda de voltaje, poniendo especial cuidado en las barras de entrega (69 kV, 34,5 kV y 46 kV), es decir aquellas barras destinadas a la subtransmisión.

TABLA III
VOLTAJES BARRA CUENCA 69 kV, DIFERENTES ESCENARIOS

V [pu]	LIMITE SUP.	LIMITE INF.	PERIODO
0,97	1,03	0,97	FEBRERO_MAXIMA
0,94	1,03	0,97	FEBRERO_MEDIA
0,94	1,03	0,97	FEBRERO_MINIMA
0,96	1,03	0,97	JULIO_MAXIMA
0,94	1,03	0,97	JULIO_MEDIA
0,97	1,03	0,97	JULIO_MINIMA
0,97	1,03	0,97	MAYO_MAXIMA

TABLA IV
VOLTAJES ZONA QUITO NIVEL 46 kV, DIFERENTES ESCENARIOS

NOMBRE	VOLTAJE		LÍMITES		PERIODO
	[kV]	[pu]	SUP	INF	
S/E19	44,59	0,97	1,03	0,97	FEBRERO_MAXIMA
SALEGRE	44,06	0,96	1,03	0,97	FEBRERO_MAXIMA
STA ROSA	44,47	0,97	1,03	0,97	FEBRERO_MAXIMA
S/E19	44,50	0,97	1,03	0,97	JULIO_MAXIMA
SALEGRE	44,08	0,96	1,03	0,97	JULIO_MAXIMA
STA ROSA	43,55	0,95	1,03	0,97	JULIO_MAXIMA
SALEGRE	44,61	0,97	1,03	0,97	JULIO_MEDIA
STA ROSA	44,42	0,97	1,03	0,97	JULIO_MEDIA
S/E19	43,91	0,95	1,03	0,97	MAYO_MAXIMA
SALEGRE	43,64	0,95	1,03	0,97	MAYO_MAXIMA
STA ROSA	43,75	0,95	1,03	0,97	MAYO_MAXIMA
VICENTINA1	44,80	0,97	1,03	0,97	MAYO_MAXIMA
S/E19	44,68	0,97	1,03	0,97	MAYO_MEDIA
SALEGRE	44,21	0,96	1,03	0,97	MAYO_MEDIA
STA ROSA	44,29	0,96	1,03	0,97	MAYO_MEDIA

TABLA V
VOLTAJES ZONA NORTE NIVEL 69 kV, DIFERENTES ESCENARIOS

NOMBRE	VOLTAJE		LÍMITES		PERIODO
	[kV]	[pu]	SUP	INF	
IBARRA 2	67,23	0,97	1,03	0,97	FEBRERO_MAXIMA
TULCAN	66,98	0,97	1,03	0,97	FEBRERO_MAXIMA
IBARRA	65,51	0,95	1,03	0,97	FEBRERO_MEDIA
TULCAN	66,80	0,97	1,03	0,97	FEBRERO_MEDIA
IBARRA	66,39	0,96	1,03	0,97	JULIO_MAXIMA
IBARRA 2	66,55	0,96	1,03	0,97	JULIO_MAXIMA
TULCAN	66,01	0,96	1,03	0,97	JULIO_MAXIMA
TULCAN	66,79	0,97	1,03	0,97	JULIO_MEDIA
IBARRA 2	65,56	0,95	1,03	0,97	MAYO_MAXIMA
TULCAN	66,50	0,96	1,03	0,97	MAYO_MAXIMA
IBARRA 2	66,37	0,96	1,03	0,97	MAYO_MEDIA
TULCAN	65,79	0,95	1,03	0,97	MAYO_MEDIA
IBARRA 2	66,88	0,97	1,03	0,97	MAYO_MINIMA

TABLA VI
VOLTAJES ZONA PASCUALES NIVEL 69 kV, DIFERENTES ESCENARIOS

NOMBRE	VOLTAJE		LÍMITES		PERIODO
	[kV]	[pu]	SUP	INF	
POLICENTRO	66,54	0,96	1,03	0,97	FEBRERO_MAXIMA
POLICENTRO	66,14	0,96	1,03	0,97	FEBRERO_MEDIA
POLICENTRO	65,69	0,95	1,03	0,97	JULIO_MAXIMA
POLICENTRO	66,67	0,97	1,03	0,97	JULIO_MEDIA

TABLA VII
VOLTAJES ZONA SAN FRANCISCO NIVEL 69 kV, DIFERENTES ESCENARIOS

NOMBRE	VOLTAJE		LÍMITES		PERIODO
	[kV]	[pu]	SUP	INF	
FCO ORELLANA	66,74	0,97	1,03	0,97	FEBRERO_MEDIA
JIVINO	66,20	0,96	1,03	0,97	FEBRERO_MEDIA
PAYAMINO	66,69	0,97	1,03	0,97	FEBRERO_MEDIA
JIVINO	66,86	0,97	1,03	0,97	JULIO_MEDIA
PAYAMINO	67,27	0,97	1,03	0,97	JULIO_MEDIA
JIVINO	66,77	0,97	1,03	0,97	MAYO_MAXIMA
PAYAMINO	67,25	0,97	1,03	0,97	MAYO_MAXIMA
JIVINO	67,23	0,97	1,03	0,97	MAYO_MEDIA

Una vez que se han identificado las barras más débiles (por su nivel de voltaje) dentro de una determinada zona, se procede a asociar dichas barras con los transformadores correspondientes, de modo que se pueda realizar un control de voltaje más directo en la zona. Las variables que afectan el voltaje deben estar dentro de la zona análisis, en nuestro caso la única variable es la posición del tap fijo, ignorando la ubicación de nuevos bancos de capacitores, el análisis se centrará únicamente en la operación más adecuada de los equipos disponibles.

A continuación se presenta un listado de los transformadores a los cuales se procederá a reubicar sus taps fijos.

TABLA VIII
TRANSFORMADORES TRIDEVANADOS CONSIDERADOS PARA EL REPOSICIONAMIENTO

NOMBRE	TAP FIJO				
	nom	min	max	actual	propuesto
ATQ_CUENCA	3	1	5	2	1
ATQ_SALITRAL	3	1	5	2	3
ATR_SALITRAL	3	1	5	2	3

TABLA IX
TRANSFORMADORES BIDEVANADOS CONSIDERADOS PARA EL REPOSICIONAMIENTO

NOMBRE	TAP FIJO				
	nom	min	max	actual	propuesto
T_U1_Machala Power	3	1	5	4	5
T_U1_Machala Power	3	1	5	4	5
T_U1_Agoyán	3	1	5	3	4
T_U1_Agoyán	3	1	5	3	4

V. Resultados condiciones operativas año 2011

La zonificación del SNI permite establecer las áreas más débiles, en cuanto a nivel de voltaje e identificar los transformadores en los cuales se podría realizar un reposicionamiento de sus taps fijos. Se efectúa un análisis para mejorar los voltajes en las barras donde se registran violaciones a las bandas de voltaje definidas por la regulación del CONELEC para el año 2011, mediante el cambio de los taps fijos de los transformadores. El análisis considera dos escenarios operativos caracterizados por los períodos hidrológicos lluvioso y de estiaje, bajo las condiciones de demanda previstas para el año 2011.

W. Resultados Preliminares

Debilidad en Barras

Las zonas donde se encuentran barras con magnitudes de voltaje inferiores a las establecidas son las siguientes:

ZONA QUEVEDO-MANABÍ

- Portoviejo 69
- Manta 69
- Chone 69

ZONA MILAGRO MACHALA

- Machala 69
- Babahoyo 69
- Milagro 69

ZONA CUENCA LOJA

- CUENCA 69

ZONA PASCUALES

- Pascuales 138

ZONA SAN FRANCISCO

- Francisco de Orellana 69
- Francisco de Orellana 138
- Payamino y Jivino 69

Exceso de Reactivos

Durante la época de estiaje principalmente, se tiene un exceso de reactivos en la zona de Pascuales, las fuentes de reactivos de esta zona son las centrales térmicas de:

- Álvaro Tinajero
- Aníbal Santos
- Gonzalo Zevallos
- Electroquil
- Termo Guayas
- Flujo de reactivos provenientes del anillo de 230 kV

Para todos los escenarios de demanda y durante todos los meses simulados se tienen voltajes por encima de la normativa (1,03 p.u. límite superior).

X. Metodología

La metodología a utilizarse consiste en identificar las barras donde existen problemas de voltaje, mediante la corrida de flujos de potencia para los diferentes escenarios, como los de demanda mínima, media y máxima. Una vez determinadas las barras donde se tengan violaciones de la banda de voltaje, en ambos límites, se procede a identificar

las principales fuentes de reactivos asociados a dichas zonas.

Las zonas donde se tienen problemas de debilidad de voltaje se detallan a continuación, además de que se propone un plan de manejo de reactivos asociado a las fuentes de reactivos que posee cada zona:

ZONA QUEVEDO-MANABÍ

- Generadores de la Central Marcel Laniado (cuidado con las zonas seguras de operación)
- Transformadores de la Central Marcel Laniado (reubicación de los taps, cuidado con las zonas de operación segura de la central)
- Capacitores en las barras de Portoviejo 69 y Manta 69

ZONA MILAGRO MACHALA

- Capacitor en la barra de Milagro 230
- Generadores de la central Machala Power (cuidado con las zonas seguras de operación)
- Manejo de los transformadores de la central Machala Power
- Capacitores en los transformadores de Machala

ZONA CUENCA LOJA

- Manejo del transformador de potencia (reubicación de los taps)
- Capacitor en la barra de Loja 69

ZONA PASCUALES

- Manejo de los taps de los transformadores de las barras de salitral y pascuales
- Operación dentro de las zonas seguras de las centrales:
 - Aníbal Santos
 - Álvaro Tinajero
 - Gonzalo Zevallos
 - Electroquil U1-U4

El manejo adecuado ayudará a reforzar la red de 230kV con objeto de redistribuir el flujo de reactivos hacia las zonas con debilidad de voltaje.

ZONA SAN FRANCISCO

- Manejo de los transformadores de potencia asociados a las barras en problema.
- Manejo de los transformadores de las centrales San Francisco y Agoyán.
- Operación de los generadores de las centrales antes mencionadas.

Y. Análisis de Resultados

Una vez simulados todos los escenarios posibles del SNI para 2011 bajo las nuevas condiciones operativas de los taps fijos de los transformadores identificados en el literal anterior se obtienen los siguientes resultados.

- a) Reducción del flujo de reactivos provenientes del anillo de 230 kV

TABLA X
REDUCCIÓN DE FLUJOS DE REACTIVOS, DEMANDA MÍNIMA

DEMANDA	MES	SIN REPOSICIÓN		CON REPOSICIÓN		Reducción
		Línea 1	Línea 2	Línea 1	Línea 2	
		[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	
Mínima	Febrero	42,93	42,93	38,98	38,98	9,20
	Mayo	37,41	37,41	33,65	33,65	10,05
	Julio	19,92	19,92	15,87	15,87	20,33
	Septiembre	37,60	37,60	33,92	33,92	9,79

TABLA XI
REDUCCIÓN DE FLUJO DE REACTIVOS, DEMANDA MEDIA

DEMANDA	MES	SIN REPOSICIÓN		CON REPOSICIÓN		Reducción
		Línea 1	Línea 2	Línea 1	Línea 2	
		[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	
Media	Febrero	37,6	37,6	33,92	33,92	9,79
	Mayo	24,66	24,66	20,60	20,60	16,46
	Julio	25,13	25,13	21,04	21,04	21,04
	Septiembre	42,70	42,70	37,64	37,64	37,64

TABLA XII
REDUCCIÓN DE FLUJO DE REACTIVOS, DEMANDA MÁXIMA

DEMANDA	MES	SIN REPOSICIÓN		CON REPOSICIÓN		Reducción
		Línea 1	Línea 2	Línea 1	Línea 2	
		[MVar]	[MVar]	[MVar]	[MVar]	
Máxima	Febrero	40,29	40,29	35,37	35,37	12,21
	Mayo	26,02	26,02	20,60	20,60	20,83
	Julio	19,11	19,11	18,58	18,58	2,77
	Septiembre	22,21	22,21	18,23	18,23	17,92

b) Mejoramiento en la Calidad de voltaje en diferentes barras

TABLA XIII
VOLTAJES EN LA ZONA DE QUEVEDO-MANABÍ, PORTOVIEJO 2, 69 kV

MES	DEMADA	SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
		[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0,9909	0,9948
	Media	0,9970	1,0005
	Máxima	1,0136	1,0177
Mayo	Mínima	1,0049	1,0075
	Media	1,0143	1,0170
	Máxima	0,9733	0,9822
Julio	Mínima	1,0220	1,0016
	Media	0,9839	0,9872
	Máxima	1,0184	1,0270
Septiembre	Mínima	0,9813	0,9886
	Media	0,9715	0,9753
	Máxima	0,9961	1,0018

TABLA XIV
VOLTAJES EN LA ZONA DE QUEVEDO-MANABÍ, MANTA, 69 kV

MES	DEMADA	SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
		[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0,9875	0,9916
	Media	0,9889	0,9925
	Máxima	0,9965	1,0012
Mayo	Mínima	1,0016	1,0043
	Media	0,9847	0,9876
	Máxima	0,9765	0,9853
Julio	Mínima	1,0080	1,0101
	Media	0,9789	0,9824
	Máxima	1,0197	1,0287
Septiembre	Mínima	0,9915	0,9989
	Media	0,9588	0,9748
	Máxima	0,9779	0,9837

TABLA XV
VOLTAJES EN LA ZONA DE QUEVEDO – MANABÍ, MILAGRO 69 kV

MES	DEMANDA	SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
		[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	1,0119	1,0191
	Media	0,9883	0,9699
	Máxima	0,9833	1,0059
Mayo	Mínima	1,0129	1,0180
	Media	1,0188	1,0208
	Máxima	0,9952	1,0054
Julio	Mínima	1,0014	0,9884
	Media	1,0226	1,0278
	Máxima	1,0075	1,0161
Septiembre	Mínima	0,9958	1,0027
	Media	1,0056	1,0128
	Máxima	1,0137	1,0186

TABLA XVI
VOLTAJES EN LA ZONA DE QUEVEDO – MANABÍ, MACHALA 1 69 kV

MES	DEMANDA	SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
		[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0,9674	0,9899
	Media	0,9821	0,0000
	Máxima	1,0227	1,0103
Mayo	Mínima	0,9820	1,0035
	Media	0,9792	0,9810
	Máxima	0,9919	1,0145
Julio	Mínima	0,9909	0,0000
	Media	0,9695	0,9933
	Máxima	1,0232	1,0262
Septiembre	Mínima	0,9724	0,9943
	Media	0,9556	0,9801
	Máxima	1,0403	1,0239

TABLA XVII
VOLTAJES EN LA ZONA DE QUEVEDO – MANABÍ, BABAHOYO 69 kV

MES	DEMANDA	SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
		[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	0,9576	0,9745
	Media	0,9584	0,9937
	Máxima	0,9469	0,9599
Mayo	Mínima	0,9813	0,9914
	Media	0,9713	0,9735
	Máxima	0,9593	0,9752
Julio	Mínima	0,9859	1,0037
	Media	0,9824	0,9931
	Máxima	0,9626	0,9712
Septiembre	Mínima	0,9701	0,9821
	Media	0,9744	0,9868
	Máxima	0,9716	0,9798

TABLA XVIII
VOLTAJES EN LA ZONA SAN FRANCISCO, PUYO 138 kV

MES	DEMANDA	SIN REPOSICIÓN	CON REPOSICIÓN
		[p.u.]	[p.u.]
Febrero	Mínima	1,0128	1,0328
	Media	0,9989	1,0185
	Máxima	1,0073	1,0274
Mayo	Mínima	1,0139	1,0318
	Media	0,9956	1,0151
	Máxima	1,0023	1,0256
Julio	Mínima	1,0153	1,0349
	Media	1,0299	1,0490
	Máxima	1,0118	1,0346
Septiembre	Mínima	1,0044	1,0235
	Media	1,0150	1,0345
	Máxima	1,0076	1,0297

La Zona Cuenca-Loja presentaba grandes problemas de voltaje en 2010, los voltajes en las barras de Cuenca 69 kV y Loja 69 kV se encontraban siempre por debajo de 0,97 p.u. (límite inferior para barras de entrega), la construcción de las S/E Zhoray y Sinincay (230/69 kV) permiten enlazar el anillo de 230 kV con la S/E Cuenca, de modo que se tiene un camino extra para la circulación de potencia reactiva y de esta forma aliviar los problemas de voltaje de

esta zona. Sin embargo para poder mejorar aún más los niveles de voltaje de esta zona, se propone la reubicación del tap del transformador ATQ Cuenca.

TABLA XIX
VOLTAJES EN LA ZONA SAN FRANCISCO, TENA 138 kV

MES	DEMANDA	SIN REPOSICION [p.u.]	CON REPOSICION [p.u.]
Febrero	Mínima	0,9861	1,0079
	Media	0,9750	0,9963
	Máxima	0,9732	0,9958
Mayo	Mínima	0,9893	1,0088
	Media	0,9742	0,9955
	Máxima	0,9632	0,9902
Julio	Mínima	0,9913	1,0126
	Media	1,0078	1,0285
	Máxima	0,9822	1,0074
Septiembre	Mínima	0,9858	1,0062
	Media	0,9881	1,0094
	Máxima	0,9703	0,9954

TABLA XX
VOLTAJES EN LA ZONA SAN FRANCISCO, FCO ORELLANA 138 kV

MES	DEMANDA	SIN REPOSICIÓN [p.u.]	CON REPOSICIÓN [p.u.]
Febrero	Mínima	0,9319	0,9562
	Media	0,9264	0,9499
	Máxima	0,9176	0,9432
Mayo	Mínima	0,9375	0,9592
	Media	0,9216	0,9455
	Máxima	0,8909	0,9230
Julio	Mínima	0,9398	0,9635
	Media	0,9526	0,9757
	Máxima	0,9245	0,9528
Septiembre	Mínima	0,9452	0,9674
	Media	0,9332	0,9571
	Máxima	0,9067	0,9357

TABLA XXI
VOLTAJES EN LA ZONA CUENCA - LOJA, CUENCA 69 kV

MES	DEMANDA	SIN REPOSICION [p.u.]	CON REPOSICION [p.u.]
Febrero	Mínima	0,9652	0,9786
	Media	0,9707	0,9814
	Máxima	0,9906	0,9998
Mayo	Mínima	1,0154	1,0257
	Media	1,0174	1,0279
	Máxima	1,0155	1,0293
Julio	Mínima	0,9891	0,9994
	Media	0,9962	1,0071
	Máxima	1,0016	1,0170
Septiembre	Mínima	0,9845	0,9964
	Media	0,9739	0,9851
	Máxima	1,0032	1,0144

TABLA XXII
VOLTAJES EN LA ZONA CUENCA - LOJA, LOJA 69 kV

MES	DEMANDA	SIN REPOSICION [p.u.]	CON REPOSICION [p.u.]
Febrero	Mínima	0,9878	0,9828
	Media	1,0135	1,0487
	Máxima	1,0203	1,0112
Mayo	Mínima	1,0023	0,9933
	Media	1,0226	1,0129
	Máxima	1,0063	0,9992
Julio	Mínima	0,9927	1,0515
	Media	1,0205	1,0117
	Máxima	1,0278	1,0233
Septiembre	Mínima	1,0326	1,0254
	Media	1,0066	0,9985
	Máxima	1,0245	1,0158

Los voltajes en las barras de Cuenca toman valores apropiados dentro de la banda de variación de voltaje. La

propuesta de reposición tuvo su objetivo en elevar los voltajes que se encuentran próximos al límite inferior. Todo lo contrario sucede en la barra de Loja 69 kV, en donde se produjo una reducción del voltaje, esto fue ocasionado por una disminución del flujo de reactivos que va desde la barra de Cuenca 69 kV hasta la barra de Loja. El descenso del flujo de reactivos se debe a que se tomó parte de esta potencia reactiva para provocar el aumento de voltaje en la barra de Cuenca 69 kV. La sintonización de los taps fijos de los transformadores antes mencionados ocasionaron que los voltajes en las barras débiles mejoren notablemente, además los nuevos posicionamientos provocan un segundo efecto, la reducción de pérdidas de potencia activa.

c) Reducción de Pérdidas de Potencia Activa

Se puede apreciar en la Tabla XXIII que la reposición propuesta ocasiona una reducción de alrededor de 1 MW para todos los escenarios de demanda y para los diferentes meses simulados.

TABLA XXIII
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LA RED DE TRANSMISIÓN
POR REUBICCIÓN DE TAPS FIJOS

MES	DEMANDA	PÉRDIDAS		CON REPOSICION	
		SIN REPOSICION [MW]	[MVA _r]	[MW]	[MVA _r]
Febrero	Mínima	36,14	-433,72	35,92	-444,37
	Media	54,14	-307,33	53,72	-318,39
	Máxima	86,47	117,87	85,18	93,70
Mayo	Mínima	33,82	-310,67	33,48	-317,34
	Media	65,93	-33,11	65,41	-39,9
	Máxima	92,32	169,93	90,55	142,18
Julio	Mínima	57,26	-167,47	56,89	-169,26
	Media	68,11	38,72	67,51	29,03
	Máxima	92,15	175,5	91,58	173,63
Septiembre	Mínima	43,01	-323,94	42,56	-353,53
	Media	50,77	-219,75	50,11	-231,3
	Máxima	95,85	177,47	94,84	161,01

III. CONCLUSIONES

La operación adecuada del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, en lo referente a la calidad del nivel de voltaje, es influenciada por los períodos hidrológicos que sufren las cuencas orientales de nuestro país.

Tomando en cuenta el rango de variación de los LTCs y su operación horaria, se pueden establecer los transformadores que requieren que sus taps fijos sean reubicados. El cambio de posición de los LTCs depende de los requerimientos del sistema. Su operación en la actualidad es efectuada de forma manual y en coordinación con el CENACE.

El estudio realizado en el presente trabajo considera las restricciones operativas de los generadores, de modo que los diagramas de operación de las centrales eléctricas cobran gran importancia, en las simulaciones realizadas bajo los diferentes escenarios propuestos.

La disponibilidad de reactivos de un generador está limitada por las corrientes máxima y mínima de campo, el margen de estabilidad en estado estable y principalmente por los límites superior e inferior del voltaje de servicios auxiliares en las plantas termoeléctricas.

Una vez identificadas las zonas de mayor riesgo, se proponen estrategias operativas para la operación del S.N.I. en el año 2011, que ayuden a mejorar la calidad de voltaje en las diferentes barras. Una de estas estrategias es el redireccionamiento de reactivos mediante el posicionamiento adecuado de los taps fijos y LTCs de los transformadores de potencia.

El análisis de la sintonización de los taps fijos en transformadores del Sistema Nacional Interconectado se centra en las zonas donde se tienen pocas fuentes de reactivos (Quevedo-Manta-Portoviejo y Milagro-Machala) y las zonas donde se tiene gran concentración del parque termoeléctrico (Pascuales y Salitral). Los principales transformadores que poseen estas zonas fueron considerados de manera que la posición de los taps fijos permite controlar un mayor o menor flujo de reactivos hacia estas zonas.

Se produce un exceso de reactivos en la zona de Pascuales en las dos épocas hidrológicas, estiaje y lluvioso, en esta zona se encuentra concentrada el mayor número de centrales termoeléctricas de nuestro país. El criterio del reposicionamiento de los taps de los transformadores de la S/E Salitral no fue el mismo, ya que al tener una sobreproducción de reactivos se debía restringir el flujo de reactivos provenientes de la Red de 230 kV más no incrementar este flujo. De modo que la ubicación de los taps de los dos transformadores ATQ y ATR de la S/E Salitral cambia de la posición 2 a la posición 3.

Las zonas de San Francisco y Milagro-Machala poseen pocas fuentes de reactivos, siendo sus principales fuentes las centrales Agoyán y Machala Power respectivamente. A fin de aprovechar la producción de reactivos de las centrales es necesario la reubicación de los taps de los transformadores de elevación de las unidades de generación: Transformadores U1 y U2 de Agoyán de la posición 3 a la posición 4; y, Transformadores U1 y U2 de Machala Power de la posición 4 a la posición 5., lo que permite una operación adecuada dentro de las zonas seguras de operación de los generadores.

La reubicación del tap del transformador ATQ Cuenca de la posición 2 a la posición 1 permite un control inverso de voltaje en la barra de Cuenca 69 kV. Esta nueva posición tiene un efecto secundario en la barra de Loja 69 kV, fruto de la nueva posición del tap fijo, los voltajes en esta barra disminuyen en todos los escenarios de demanda, pero siempre permanecen dentro del rango de variación de la banda de voltaje. La reducción de voltaje se debe principalmente al aumento de voltaje en la barra de Cuenca 138 kV.

El aumento de voltaje en las barras, provocado por la reubicación de los taps fijos, tiene dos efectos adicionales: el primero es la reducción de pérdidas en las líneas de transmisión, en alrededor de 1 MW en el sistema para todas las condiciones de demanda; y, el segundo es el

aumento de reactivos en las diferentes zonas de la red eléctrica.

IV. REFERENCIAS

- [1] REGULACIÓN No. CONELEC-003/08, "Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado", Consejo Nacional de Electricidad, febrero 2008.
- [2] REGULACION No. CONELEC - 004/02, "Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM", Consejo Nacional de Electricidad, abril 2002.
- [3] "Revisión de las Bandas de Variación de Voltaje en Barras y Factor de Potencia en Puntos de Entrega del Sistema Nacional de Transmisión", Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE, noviembre 2008.
- [4] SEGUNDA REUNION DEL CONSEJO DE MINISTROS DE ENERGIA, ELECTRICIDAD, HIDROCARBUROS Y MINAS DE LA COMUNIDAD ANDINA, ANEXO V, "Informe de Avance de La Interconexión ECUADOR-PERU", noviembre de 2004.
- [5] VON MEIER, Alexandra, "Electric Power System", John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2006
- [6] MARTÍNEZ, Manuel, "Guía para la determinación de Límites de Operación, Curva de Capacidad, Pruebas y Mantenimiento Predictivo de Generadores Síncronos"

V. BIOGRAFÍAS

José Chancusig, nació en Latacunga-Ecuador el 6 de Agosto de 1986. Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Superior "Ramón Barba Naranjo" y continuó sus estudios universitarios en la Escuela Politécnica Nacional. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en el año 2011. Actualmente presta sus servicios profesionales en la División de Subestaciones de la Gerencia de Ingeniería y Construcción, CELEC EP-TRANSELECTRIC.

Áreas de interés: Sistemas de Eléctricos de Potencia, Diseño y Automatización de Subestaciones, Protecciones Eléctricas, Máquinas Eléctricas y Electrónica de Potencia.
(jose_chancusig1525@hotmail.com,
jchancusig@transelectric.com.ec)

Jesús Játiva Ibarra, realizó sus estudios superiores en la EPN, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico, en 1981. Realizó estudios de postgrado en la Universidad de Texas en Arlington de USA, donde obtuvo el grado de Master of Science in Electrical Engineering en 1988, y posteriormente el título de Doctor of Philosophy en 1991. Cuenta con más de treinta años de experiencia en actividades de Planificación, Operación, Administración y Economía de sistemas eléctricos de potencia. Actualmente es Profesor Principal de la EPN.