

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**ESCUELA DE INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS TÉCNICO EN ESTADO ESTABLE DE  
CONTINGENCIAS EN EL SISTEMA NACIONAL  
INTERCONECTADO.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**FREDDY RICARDO CHALÁ PÉREZ**

**JORGE DAVID VILLACÍS FRANCO**

**DIRECTOR: Ing. Luis Tapia**

**Quito, Febrero 2007**

## **DECLARACIÓN**

Nosotros FREDDY RICARDO CHALÁ PÉREZ y JORGE DAVID VILLACÍS FRANCO, declaramos que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normatividad institucional vigente.

---

**FREDDY CHALÁ**

---

**JORGE VILLACÍS**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Freddy Ricardo Chalá Pérez y el Sr. Jorge David Villacís Franco bajo mi supervisión.

---

**Ing. Luis Tapia**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

A los maestros de la Escuela Politécnica Nacional, quienes nos enseñaron muy acertadamente durante nuestra preparación profesional, en especial al ingeniero LUIS TAPIA, por su ayuda y paciencia en el desarrollo del presente proyecto.

A todos nuestros amigos que estuvieron junto a nosotros durante ese tiempo de jornadas inmortales.

A las personas del CENACE que nos colaboraron y guiaron en la realización de este proyecto.

---

**FREDDY CHALÁ**

---

**JORGE VILLACÍS**

## **DEDICATORIA**

A mis padres: Marcelo Chalá y Zoila Pérez, por su incesante apoyo, confianza y sobre todo; su infinito amor. ¡Son los mejores!

A mis hermanos: Verónica y Franklin que me soportaron y vivieron junto a mí los más bonitos y tristes momentos de este período de mi vida; en especial a mi hermano Edwin, que además supo brindarme su apoyo moral y espiritual; gracias por tolerarme.

A mis hermanos: Fernando y Silvia que siempre estuvieron pendientes de las derrotas y conquistas de mis metas.

---

**FREDDY RICARDO**

## **DEDICATORIA**

El presente proyecto le dedico a mi padre Jorge Aníbal Villacís Narváez y a mi madre Leonor María Franco Basilio por su constante apoyo, dedicación y cariño durante todo este tiempo.

---

**JORGE DAVID**

# CONTENIDO

RESUMEN .....	i
PRESENTACIÓN .....	ii

## **CAPÍTULO 1**

<b>GENERALIDADES .....</b>	<b>3</b>
----------------------------	----------

1.1 Antecedentes .....	3
1.1.1 Simulador de Redes - SCADA y DTS.....	5
1.2 Breve descripción del Análisis de Contingencias .....	6
1.3 Definición de Objetivos.....	7
1.3.1 Objetivo General.....	7
1.3.2 Objetivos Específicos .....	8
1.4 Alcance .....	8
1.5 Justificación.....	9

## **CAPÍTULO 2**

<b>OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO .....</b>	<b>10</b>
--	-----------

2.1 Descripción del Sistema.....	10
2.1.1 Empresas de Generación, Subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión y Empresas de Distribución para cada zona.....	11
2.1.2 Unidades de Generación con Sistema de arranque autónomo o arranque en negro. ....	14
2.1.3 Líneas de Transmisión .....	16
2.1.4 Transformadores .....	19
2.2 Operación del Sistema .....	21
2.2.1 Estado Normal.....	22
2.2.2 Estado de Emergencia .....	23
2.3 Utilización del EMS para la Operación del Sistema .....	23
2.3.1 Criterios Básicos de la Operación en tiempo real.....	23
2.4 Sistema de Entrenamiento para Operadores (DTS).....	25
2.4.1 Generalidades de un Simulador de Contingencias.....	26
2.4.2 Modelo de Carga .....	29
2.4.3 Modelo de Relés.....	30
2.4.4 Solución Estática .....	31
2.4.5 Ajuste del Modelo Estático .....	34
2.4.6 Solución Dinámica .....	35
2.4.7 Preparación de Casos .....	38

2.4.8	Maniobras.....	40
2.4.9	Funcionamiento de la Red.....	40
2.4.10	Entrenamiento en condiciones de emergencia.....	41
2.5	Información solicitada para la Implantación del DTS en el CENACE.....	41
2.5.1	Información de Generadores.....	42
2.5.2	Información solicitada a los Distribuidores.....	43
2.5.3	Información solicitada al Transmisor.....	44
2.5.4	Información adicional.....	45

### **CAPÍTULO 3**

#### **ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS CONTINGENCIAS DESDE EL AÑO 1999 AL 2005.** .....

3.1	Metodología.....	46
3.2	Salidas de Subestaciones por fallas años 1999 – 2005.....	46
3.2.1	Salidas de Subestaciones por Transformadores.....	47
3.2.2	Salidas por zonas de ubicación.....	47
3.2.3	Salidas por año.....	48
3.2.4	Salidas por meses del año.....	49
3.2.5	Modos de falla.....	50
3.2.6	Modos de falla por años.....	51
3.2.7	Análisis de frecuencias de salidas por modos de falla.....	52
3.2.8	Falla en el Sistema de Protección, Control y/o Medición.....	54
3.2.9	Fallas en el equipo primario.....	55
3.3	Salidas de Transformadores debido a Mantenimientos.....	55
3.3.1	Mantenimiento por Subestaciones.....	55
3.4	Salidas de servicio de Subestaciones por Mantenimientos y Fallas.....	56
3.5	Clasificación de los Transformadores según su Topología.....	57
3.5.1	Cargabilidad.....	59
3.5.2	Tiempo de Operación.....	59
3.5.3	Nivel de Voltaje.....	60
3.5.4	Zona de ubicación.....	61
3.6	Análisis de las salidas de Líneas de Transmisión y Subtransmisión de 1999 a 2005.....	62
3.6.1	Resumen de fallas en L/T y LS/T en el S.N.I. desde 1999 al 2005.....	65



## **CAPÍTULO 4**

### **MANUAL DE USO PARA EL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DEL DTS..... 68**

4.1	Pasos para abrir un caso en el Despacho de Flujo de Carga DLF.....	69
4.2	Pasos para utilizar el Análisis de Contingencia.....	74
4.2.1	Definición de las contingencias .....	78
4.2.2	Selección de las contingencias.....	83
4.2.3	Resultados del Análisis Detallado de Contingencias.....	86
4.3	Demostración del método basado en la linealización de las ecuaciones de Flujo de Potencia.....	89

## **CAPÍTULO 5**

### **ANÁLISIS Y SOLUCIONES DE LAS CONTINGENCIAS MÁS SEVERAS Y FRECUENTES ..... 96**

5.1	Flujo de Carga utilizado para el Análisis de Contingencias.....	96
5.2	Contingencias más frecuentes No Simuladas.....	98
5.3	Contingencias a simularse en el DTS .....	101
5.4	Simulación y Selección en el Análisis de Contingencias.....	105
5.5	Casos en los que el DTS No encontró una Solución de Flujo de Carga Válida .....	107
5.6	Análisis Detallado de todas las Contingencias Simuladas .....	109
5.6.1	Contingencias Simuladas de menor severidad.....	112
5.6.2	Contingencias Simuladas de mayor severidad.....	118
5.7	Soluciones Generales .....	127
5.7.1	Disparo en el SNI de una posición de entrega a un Distribuidor o Disparo de una L/T radial en 138 kV de un solo Circuito o de doble Circuito.. .....	129
5.7.2	Disparo de una L/T perteneciente al anillo troncal de 230 kV.....	131
5.8	Soluciones para contingencias específicas.....	133
5.8.1	Disparo de la Interconexión con Colombia .....	133
5.8.2	Disparo del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa.....	137
5.8.3	Disparo del autotransformador ATU 230/138 kV o del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Pascuales.....	144
5.8.4	Disparo del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras.....	147

<b>CAPÍTULO 6</b>	
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	153
6.1 Conclusiones.....	153
6.2 Recomendaciones.....	155
BIBLIOGRAFÍA .....	158
ANEXOS .....	162
ANEXO A	
Curva de la Demanda Nacional programada y real.....	163
ANEXO B	
Código, función y descripción de los Relés del S.N.I. ....	164
ANEXO C	
Clasificación en grupos de los Transformadores.....	166
ANEXO D	
Confiabilidad de los Transformadores en el S.N.T. ....	167
ANEXO E	
Interconexión Internacional con Colombia .....	168
ANEXO F	
Resultados del Despacho de Flujo de Carga DLF .....	171

## **RESUMEN**

En el presente proyecto se analiza estadísticamente la información almacenada en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) desde el año 1999 al 2005 con respecto a las salidas de Líneas de Transmisión, Líneas de Subtransmisión y Transformadores de Subestaciones; debidas a fallas en el equipo de protección, mantenimientos, desconexiones accidentales y fenómenos naturales; para determinar las contingencias mas frecuentes que ocurrieron en el Sistema Nacional Interconectado.

Esta información ingresamos al programa de entrenamiento para operadores DTS, el mismo que está basado en las ecuaciones de flujos de potencia en corriente continua (DC) mediante la linealización de las ecuaciones de flujo de potencia en corriente alterna (AC).

El proceso para utilizar el Análisis de Contingencias en el DTS es:

- Abrir un Despacho de Flujo de carga válido que consta en el historial del CENACE.
- Definir las contingencias mas frecuentes obtenidas de la estadística.
- Seleccionar las contingencias.
- Finalmente se obtiene el Análisis Detallado de todas las contingencias simuladas, ordenadas por severidad de acuerdo al número de violaciones de voltajes de barras y circuitos sobrecargados.

Con estos datos se dan soluciones válidas, basadas en la normativa vigente de regulaciones del CONELEC, mediante esquemas de alivio de carga, construcción de nuevas Líneas y mantenimientos programados en Subestaciones.

## **PRESENTACIÓN**

El desarrollo del presente proyecto muestra la importancia del uso del simulador de entrenamiento para operadores (DTS) implementado en el CENACE, con el fin de prepararlos ante situaciones extremas, que podrían ocurrir, para minimizar el número de pasos de restablecimiento del sistema, logrando un suministro de energía eléctrica con garantía y calidad.

Cuando ocurre una contingencia simple, puede desencadenar en varias que serían incontrolables, llevando a la inestabilidad y posiblemente al colapso total del sistema eléctrico en cuestión de segundos, he ahí la necesidad de implementar y confiar en la automatización de todos sus elementos para controlar a tiempo real cualquier problema suscitado.

# CAPÍTULO 1

## GENERALIDADES

### 1.1 ANTECEDENTES

La estrategia de desarrollo, complementación y modernización de la infraestructura técnica del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ha obligado a la ejecución del proyecto SCADA/EMS, para la renovación del centro de control, el mismo que fue financiado por el Banco Mundial y adjudicado a la firma ABB Inc. Network Management Systems, la cual entregó su sistema SCADA/EMS RANGER.

Con el inicio de las operaciones del MEM, se hizo evidente la necesidad de actualizar el centro de control a fin de satisfacer los nuevos requerimientos técnicos y superar limitaciones importantes, tales como:

- La tecnología caduca que dificulta la instalación de nuevas funciones de aplicación relacionadas con la Operación del Mercado.
- Configuración centralizada, que imposibilita la expansión del sistema.
- La dificultad de compartir la información de tiempo real hacia los demás procesos de la administración del MEM, debido a la existencia de sistemas operativos e interfaces propietarias.
- La imposibilidad de integrarse con otros centros de control de países vecinos y de los propios Agentes del MEM, debido a la no estandarización de los protocolos e interfaces de comunicación.
- La saturación de los recursos de computación, afectando a los niveles de desempeño requeridos.

Los requerimientos generales del EMS (Sistema de Manejo de Energía) incluyen configuración, capacidad, ejecución y disponibilidad. El EMS comprende los siguientes componentes:

- a. Sistema de Control de Energía (ECS).

- b. Sistema de Almacenamiento y Recuperación de Información (Information Storage and Retrieval – IS&R).
- c. Sistema de Desarrollo de Programas (Program Development System – PDS).
- d. Simulador de Entrenamiento del Operador (Operator Training Simulator – OTS o Dispatcher Training Simulator – DTS).

La correlación y distribución de los elementos de la arquitectura funcional del software versus los componentes de la arquitectura de implementación es conceptual, y se ilustra a continuación.

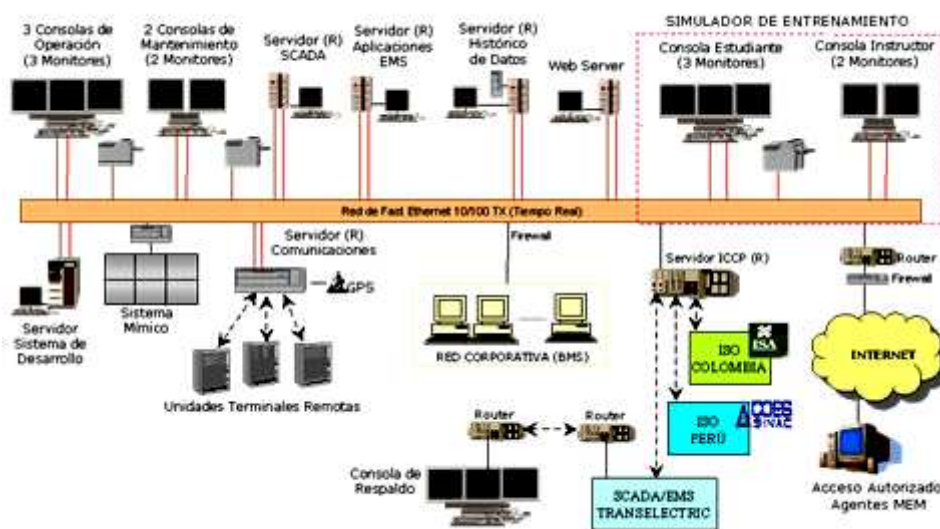


Fig.1.1. Correlación de los elementos de función versus los componentes de implementación.

La configuración del nuevo SCADA/EMS cumple las siguientes características:

- **Confiabilidad:** basada en sistemas operativos altamente seguros, habilidad para aceptar cambios inesperados de estados, datos y eventos; así como mecanismos de auditoría y monitoreo.
- **Alto desempeño:** que permita obtener cortos tiempos de respuesta en las operaciones de procesamiento de aplicaciones.

- **Flexibilidad:** basado en un sistema abierto, con estándares que hagan posible su expansión horizontal y vertical, a fin de evolucionar a nuevos requerimientos, sin necesidad de reemplazarlos completamente.
- **Alta disponibilidad:** mediante una configuración redundante de servidores e interfaces de red, que posibilite un “switch-over” instantáneo ante la ocurrencia de una falla, sin pérdida de datos.
- **Computación Distribuida y Manejo de la Red:** a través de redes LAN y WAN, que interconecten los componentes del sistema y empleen donde se aplique estándares de la industria para el hardware, software e interfaces de usuario. El sistema debe cumplir con las recomendaciones y guías para la computación distribuida y manejo de la red.

### 1.1.1 SIMULADOR DE REDES - SCADA y DTS

El Simulador de Entrenamiento (DTS) del Centro de Operación de Red permite una formación realista de operadores en los principios y prácticas de las funciones de un Sistema de Gestión de Energía (EMS) en un Modelo del Sistema de Potencia que simule su funcionamiento.

Se estima que la relación entre la experiencia adquirida en un simulador y en tiempo real es de 6 a 1. Así pues, se reduce en esa proporción el tiempo necesario para que un operador alcance un determinado grado de fiabilidad y confianza.

Además, permite la formación avanzada de operadores experimentados en las acciones preventivas, correctivas y de reposición del servicio, necesaria tanto bajo condiciones normales como en situaciones de emergencias graves, que son raramente experimentadas en la operación habitual.

La formación comprenderá tanto telecontrol básico de SCADA, como el manejo de las aplicaciones usadas para el Control de la Generación (AGC/GCS) y Aplicaciones de Análisis de Red de Tiempo Real (SE, OLF, OPF, etc.).

## **1.2 BREVE DESCRIPCIÓN DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS**

El análisis de contingencias en sistemas eléctricos de potencia, se lo efectúa en sus fases de planeamiento, diseño y operación y consiste en analizar el comportamiento del sistema de potencia frente a fallas en el sistema de transmisión (que es nuestro caso) y en el sistema de generación, y en base a este análisis se establecen las estrategias correctivas que deben efectuarse en la red para minimizar el efecto de la perturbación.

Se tiene como consideración que un análisis de contingencias es satisfactorio si el sistema opera libre de perturbaciones en estado normal.

Hay que diferenciar dos tipos de contingencias que existen en la operación del sistema. Las primeras son aquellas que después de la perturbación, el sistema encuentra un nuevo estado estable; con consecuencias como: sobrecarga de elementos, bajos o altos voltajes en determinadas barras, pero que permiten que se tomen acciones correctivas cambiando las condiciones operativas de la red en tiempos relativamente largos (del orden de minutos).

Las segundas son aquellas que el sistema puede desembocar en inestabilidad transitoria y deben tomarse decisiones inmediatas para mantener estabilidad en la red, únicamente, por relés de protección; y, el éxito de estas depende de la planificación y el diseño. Hay muchos factores para considerar en la protección de un sistema; como: mantener un alto registro que es determinado por el voltaje y frecuencia, o también, la estadística que se obtenga de la salida de algún elemento del sistema.

El operador del centro de control es quien toma las decisiones del primer tipo de contingencias que son:

- a) Determinar el efecto de la salida de un generador, línea o transformador (o ambos a la vez), en las condiciones actuales de operación.



- b) Establecer las medidas correctivas para solucionar el efecto de las contingencias seleccionadas.
- c) Si las medidas correctivas hacen que la perturbación ya no cause problemas en la red, se toman las acciones sobre el sistema de potencia.
- d) Repetir a) – c) para otra contingencia seleccionada.

Obviamente que todas las contingencias de estado estable pueden analizarse con el flujo de potencia, pero disponiendo para cierto caso base de una lista de probables contingencias el proceso tomaría demasiado tiempo tanto en el procesamiento y más aún en el análisis, lo cuál lo hace impracticable sobre todo para operación en tiempo real.

Por lo tanto, el objetivo del análisis de contingencias es el obtener resultados rápidos y lo suficientemente aproximados para la toma de decisiones oportunas y acertadas mediante resultados que parten de un caso base de flujo de potencia obtenido de un simulador de contingencias; para de esta manera, determinar si el estado de un sistema es aceptable después de que una perturbación ha alcanzado el estado estable. Generalmente, *aceptable* significará que ningún componente del sistema se cargue excesivamente y que todas las demandas estén con voltajes adecuados.

## **1.3 DEFINICIÓN DE OBJETIVOS**

### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar un análisis técnico en base a un estudio estadístico desde 1999 hasta el 2005 de las Contingencias más frecuentes y severas que se presentan o pueden presentarse en el Sistema Nacional Interconectado y mediante simulación por medio del Análisis de Contingencias (CA) del Sistema de Entrenamiento para Operadores (DTS) implementado recientemente en el CENACE, determinar soluciones operativas que puedan ejecutarse ante una contingencia para satisfacer la demanda.

### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Describir las características del Sistema Nacional Interconectado.
- Tabular datos estadísticos desde 1999 al 2005 para establecer las fallas más frecuentes y severas, en subestaciones, líneas de transmisión y líneas de subtransmisión.
- Realizar un análisis de los transformadores de las subestaciones del S.N.I. en base a: zona de ubicación, condiciones operativas, tiempo de vida y mantenimientos realizados en el periodo mencionado.
- Efectuar un análisis de las líneas de transmisión y líneas de subtransmisión del S.N.I. durante el periodo mencionado.
- Describir la importancia de implementar un Simulador de Entrenamiento para Operadores (DTS) en los Centros de Control.
- Establecer una metodología de uso del programa de Análisis de Contingencia del DTS para uso de los operadores del Centro de Control.
- Realizar un análisis en estado estable del sistema mediante simulaciones efectuadas con el programa DTS.
- Establecer soluciones técnicas para evitar contingencias futuras de características similares a las simuladas en el DTS.

### **1.4 ALCANCE**

Mediante la información obtenida en el CENACE realizar un estudio estadístico-técnico en estado estable para determinar las contingencias mas graves y severas en Subestaciones y Líneas de transmisión y subtransmisión, e Interconexión con Colombia que ocurren en el Sistema Nacional Interconectado realizando simulaciones en el programa de Análisis de Contingencias (CA) del

DTS que sirve de entrenamiento para operadores del Centro de Control, para determinar soluciones válidas para el sistema.

## **1.5 JUSTIFICACIÓN**

Debido a que hasta el momento, no se dispone de una guía de uso sistematizada de análisis de contingencias para el programa DTS que permita al operador pasar de una acción correctiva a otra preventiva, se procederá a analizar el programa propuesto para lograr un proceso operativo más seguro del S.N.I.

## **CAPÍTULO 2**

### **OPERACIÓN DEL S.N.I**

#### **2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA**

El Sistema Nacional Interconectado S.N.I. es un conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de operaciones del CENACE.

Cada año en nuestro país se denota claramente dos períodos que son el lluvioso y el seco. El período seco se lo conoce también como época de estiaje y se da entre los meses de Noviembre y Marzo.

La calidad de un sistema eléctrico se basa en frecuencia y voltaje constantes, para el caso del voltaje, se han establecido tolerancias dependiendo del nivel, así para 230kV se permite una tolerancia de +/- 5% y para 138kV +/- 10%, para poder mantener estas tolerancias, es necesario controlar el flujo de potencia reactiva del sistema, provista por las unidades generadoras o compensadores ya sean capacitores o reactores, de tal suerte de proveer o absorber potencia reactiva. Para el caso de frecuencia se ha establecido una banda de operación normal de 59.5 a 60.5 Hz.

El S.N.I. se divide en determinadas zonas eléctricas, para facilitar su restablecimiento y posterior integración. Los criterios considerados para la conformación de las zonas eléctricas son los siguientes:

- Cada zona debe poseer al menos una unidad de generación con capacidad de arranque autónomo o arranque en negro.
- En cada zona se debe contar con al menos una unidad de generación con capacidad de control de frecuencia (regulación secundaria de frecuencia).

- En cada zona se debe contar con una capacidad de generación para normalizar parcial o totalmente la carga servida desde esta zona.

Se consideran cuatro zonas eléctricas:

Zona eléctrica A: Pomasqui - Santa Rosa – Totoras

Zona eléctrica B: Quevedo – Daule Peripa - Portoviejo

Zona eléctrica C: Salitral – Trinitaria

Zona eléctrica D: Molino – Milagro – Pascuales

### 2.1.1 EMPRESAS DE GENERACIÓN, SUBESTACIONES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN PARA CADA ZONA

En nuestro país la generación es hidrotérmica ya que representa el 88% del total y además se obtiene energía de las interconexiones, sus porcentajes de aportación individuales se puede apreciar en la figura 2.1., las mismas que sirven para cubrir una demanda programada diaria calculada por el CENACE, ver **ANEXO A.**

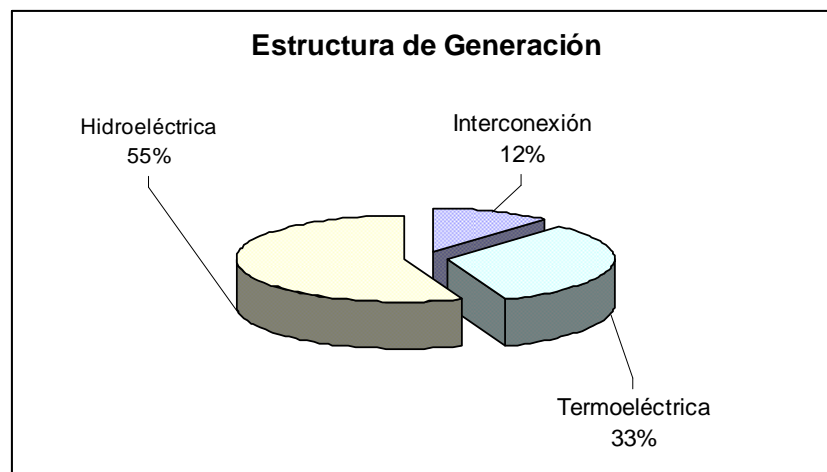


Fig.2.1. Tipo de generación en Ecuador.

En las tablas a continuación se detalla para cada zona las empresas de generación, subestaciones del S.N.T y empresas de distribución.

Generadores	Subestaciones SNT	Distribuidores
HIDROAGOYÁN	Pomasqui (230/138 kV)	EEQSA
TERMOPICHINCHA	Santa Rosa (230/138/ 46 kV)	EMELNORTE
TERMOESMERALDAS	Totoras (230/138/69 kV)	EEASA
EMAAPQ	Riobamba (230/69 kV)	ELEPCOSA
EEQSA	Santo Domingo (230/138/69 kV)	EERSA
EMELNORTE	Esmeraldas (138/69 kV)	EMELBO
EEASA	Central Esmeraldas (138/13,8 kV)	EMELSAD
ELEPCOSA	Central Agoyán (138/13,8 kV)	EMELESA
EERSA	Ambato (138/69 kV)	
EMELBO	Central Pucará (138/13,8 kV)	
EMELESA	Mulaló (138/69 kV)	
	Vicentina (138/46 kV)	
	Central Santa Rosa (138/13,8 kV)	
	Central Guangopolo (138/6,3 kV)	
	Ibarra (138/69 y 138/34,5 kV)	
	Tulcán (138/69 kV)	

Tabla 2.1.- Zona A: Pomasqui - Santa Rosa – Totoras

Generadores	Subestaciones SNT	Distribuidores
HIDRONACIÓN	Quevedo (230/138/69 kV)	EMELMANABÍ
EMELMANABÍ	Central M. Laniado (138/13,8 kV)	EMELGUR
	Daule Peripa (138 kV)	
	Chone (138/69 kV)	
	Portoviejo (138/69 kV)	

Tabla 2.2.- Zona B: Quevedo – Daule Peripa – Portoviejo

Generadores	Subestaciones SNT	Distribuidores
ELECTROGUAYAS	Salitral (138/69 kV)	CATEG-D
CATEG-G	Trinitaria (230/138/69 kV)	
ELECTROQUIL	Central G. Zevallos (69/13,8 kV)	
INTERVISA TRADE	Central A. Tinajero (69/13,8 kV)	
TERMOPICHINCHA	Central A. Santos (69/13,8 kV)	
	Central Electroquil 2 (69/13,8 kV)	
	Central Trinitaria (138/13,8 kV)	
	Central Victoria II (138/13,8 kV)	
	Central Power Barge I (69/13,8 kV)	

Tabla 2.3.- Zona C: Salitral - Trinitaria

Generadores	Subestaciones SNT	Distribuidores
HIDROPAUTE	Molino (230/138 kV)	CATEG-D
MACHALA POWER	Milagro (230/138/69 kV)	EMEPE
ELECTROQUIL	Pascuales (230/138/69 kV)	EMELGUR
ELECTROGUAYAS	Dos Cerritos (230/69 kV)	EERCSUR
EMEPE	Policentro (138/69 kV)	EERSUR
ELECAUSTRO	Santa Elena (138/69 Kv)	EEMILAGRO
EERSUR	Posorja (138/69 kV)	EMELORO
EMELRIOS	Cuenca (138/69 kV)	EMELRIOS
EEMILAGRO	Loja (138/69 kV)	
EMELORO	San Idelfonso (138 kV)	
	Machala (138/69 kV)	
	Babahoyo (138/69 kV)	
	Central Machala Power (138/13,8 kV)	
	Central Enrique García (69/13,8 kV)	
	Central Electroquil 3 (138/13,8 kV)	

Tabla 2.4.- Zona D: Molino – Milagro - Pascuales

## 2.1.2 UNIDADES DE GENERACIÓN CON SISTEMA DE ARRANQUE AUTÓNOMO O ARRANQUE EN NEGRO.

Se define a **arranque en negro** \* como la posibilidad alternativa, de una unidad generadora, de entrar en servicio sin depender de una fuente de energía externa.

Las unidades que poseen este sistema de arranque de acuerdo a su zona son:

Agente	Central	Unidad	Tiempo de Arranque [min.]	Potencia Efectiva [MW]	Potencia Mínima [MW]
HIDROAGOYÁN	Pucará	1	5,2	36,5	10
HIDROAGOYÁN	Pucará	2	6,4	36,5	10
HIDROAGOYÁN	Agoyán	1	10	80,2	30
HIDROAGOYÁN	Agoyán	2	10	80,2	30
EEQSA	Cumbayá	1	10	10	5
EEQSA	Cumbayá	2	10	10	5
ELEPCOSA	Illuchi 1	1	8	0,6	0,1
ELEPCOSA	Illuchi 1	2	8	0,6	0,1
ELEPCOSA	Illuchi 1	3	10	1,4	0,3
ELEPCOSA	Illuchi 1	4	10	1,4	0,3
ELEPCOSA	Illuchi 2	1	12	2,5	0,3
ELEPCOSA	Illuchi 2	2	12	2,5	0,3
EERSA	Alao	1	15	2,6	-
EERSA	Alao	2	15	2,6	-
EERSA	Alao	3	15	2,6	-
EERSA	Alao	4	15	2,6	-
EMELBO	Guaranda	1	30	1,1	0,63

Tabla 2.5.- Unidades de generación con sistema de arranque en negro Zona A

\*REGULACIÓN No. 010/99 del CONELEC



Agente	Central	Unidad	Tiempo de Arranque [min.]	Potencia Efectiva [MW]	Potencia Mínima [MW]
HIDRONACIÓN	M. Laniado	1, 2 y 3	8	65	40
EMELMANABÍ	Miraflores	7	20	2	1,5
EMELMANABÍ	Miraflores	8	20	2	1,5
EMELMANABÍ	Miraflores	16	20	2	1,5

Tabla 2.6.- Unidades de generación con sistema de arranque en negro Zona B

Agente	Central	Unidad	Tiempo de Arranque [min.]	Potencia Efectiva [MW]	Potencia Mínima [MW]
ELECTROGUAYAS	G. Zevallos	TG4	10,2	20	10
CATEG-G	A. Tinajero	AT2	15	34	15
CATEG-G	A. Santos	TG5	16,8	18	10
CATEG-G	A. Santos	TG6	16,8	18	10

Tabla 2.7.- Unidades de generación con sistema de arranque en negro Zona C

Agente	Central	Unidad	Tiempo de Arranque [min.]	Potencia Efectiva [MW]	Potencia Mínima [MW]
HIDROPAUTE	Paute	1, 2, 3, 4, 5	30	100	50
EMEPE	Libertad	1	5	2,1	1,8
EMEPE	Libertad	10	5	2,1	1,8
EMEPE	Libertad	11	5	2,1	1,8
EMEPE	Libertad	12	5	2,1	1,8
EMEPE	Playas	4	5	1	0,8
EMEPE	Posorja	5	5	2	1,7
ELECAUSTRO	Saucay	1	10	4	2
ELECAUSTRO	Saucay	2	10	4	2
ELECAUSTRO	Saucay	3	12	8	4

Agente	Central	Unidad	Tiempo de Arranque [min.]	Potencia Efectiva [MW]	Potencia Mínima [MW]
ELECAUSTRO	Saucay	4	12	8	4
ELECAUSTRO	Saymirín	1	6	1,25	1,25
ELECAUSTRO	Saymirín	2	6	1,25	1,25
ELECAUSTRO	Saymirín	3	8	1,95	1,95
ELECAUSTRO	Saymirín	4	8	1,95	1,95
ELECAUSTRO	Saymirín	5	11	4,0	4
ELECAUSTRO	Saymirín	6	7	4,0	4
EMELORO	El Cambio	3	20	4,4	3,5

Tabla 2.8.- Unidades de generación con sistema de arranque en negro Zona D

### 2.1.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El sistema Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica del Ecuador, está estructurado básicamente por una red troncal en anillo a 230 kV, y redes radiales con voltajes menores como 138 kV, 69 kV, 46 kV y 34.5 kV que corresponden a los puntos de entrega hacia las empresas distribuidoras, el objetivo principal de este sistema es realizar el transporte de energía desde los generadores hacia los usuarios.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 kV	No. CIRCUITOS	VOLTAJE DE DISEÑO	CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN (MVA) POR CIRCUITO		LONGITUD (Km)	CHARGING (Mvar)
			*TÉRMIICO DEL CONDUCTOR POR DISEÑO (Operación Continua)	TÉRMIICO DEL CONDUCTOR (20 minutos)		
Jamondino – Pomasqui	2	230	332	428	213	43
Paute-Totoras	1	230	342	442	200,2	36,1
Paute-Pascuales	2	230	342	442	188,43	34,6
Paute-Riobamba	1	230	342	442	157,3	28,4
Quevedo-Pascuales	2	230	353	442	145,25	27,1
Paute-Milagro	2	230	342	442	135,74	24,8
Santa Rosa-Totoras	2	230	342	442	110,09	19,8
Santo Domingo-Quevedo	2	230	353	442	104	19,4
Santa Rosa-Santo Domingo	2	230	342	442	78,34	14,1
Milagro-Pascuales	1	230	353	442	52,7	9,8
Santa Rosa-Pomasqui	2	230	332	428	46	8,5
Milagro-Dos Cerritos	1	230	353	442	45	8,3
Totoras-Riobamba	1	230	342	442	42,88	7,7
Pascuales-Trinitaria	1	230	353	442	28,28	5,3
Dos Cerritos-Pascuales	1	230	353	442	10	1,9

Tabla 2.9.- Líneas de Transmisión de 230 kV

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138 kV	No. CIRCUITOS	VOLTAJE DE DISEÑO	CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN (MVA) POR CIRCUITO		LONGITUD (Km)	CHARGING (Mvar)
			*TÉRMIICO DEL CONDUCTOR POR DISEÑO (Operación Continua)	TÉRMIICO DEL CONDUCTOR (20 minutos)		
Cuenca-Loja	1	138	99,5	141	134,2	8,4
Daule Peripa-Chone	1	138	113,5	141	63,75	4,1
Electroquil-Pascuales	1	138	113,5	141	38,03	2,4
Electroquil-Posorja	1	138	113,5	141	83,34	5,4
Ibarra-Tulcán	1	138	115,5	160	74,48	4,7
Milagro-Babahoyo	1	138	113,5	141	47,3	3,1
Milagro-San Idelfonso	2	138	113,5	141	112,7	7,2
Mulaló-Vicentina	1	138	112	160	74	4,7
Pascuales-Salitral	2	138	190	225	17,4	1,1
Pascuales-Santa Elena	1	138	113,5	141	105,48	6,8
Paute-Cuenca	2	138	99,5	141	67,08	4,2
Policentro-Pascuales	2	138	126	160	15,1	1
Pucará-Ambato	1	138	112	160	27,74	1,8
Pucará-Mulaló	1	138	112	160	35	2,2
Quevedo-Daule Peripa	2	138	113,2	141	43,2	2,8
San Idelfonso-Machala	2	138	113,5	141	21,0	1,3
Santa Rosa-Vicentina	1	138	112	160	18,5	1,2
Santo Domingo-Esmeraldas	2	138	113,2	141	154,8	9,9
Totoras-Agoyán	2	138	133	186	33	2,2
Totoras-Ambato	1	138	99,5	141	7	0,4
Trinitaria-Salitral	1	138	190	225	11,0	0,7
Tulcán-Panamericana	1	138	112	160	15,49	0,8
Vicentina-Guangopolo	1	138	112	160	7	0,4
Vicentina-Ibarra	2	138	112	160	80	5,1

Tabla 2.10.- Líneas de Transmisión de 138 kV

Se detalla en la tabla 2.11, los ajustes de los relés de sobrevoltaje en el anillo de 230 kV.

Subestación	Posición	Función	t (s)	Ajuste (kV)
-------------	----------	---------	-------	-------------

Pomasqui	Jamondino 1	Disparo	15	253
	Jamondino 2	Disparo	28	253
	Pomasqui 1	Disparo	17	253
	Pomasqui 2	Disparo	30	253
Molino	Totoras	Disparo	0.05	264
	Milagro 1	Disparo	0.3	264
Milagro	Molino1	Disparo	3	246
Pascuales	Dos Cerritos	Disparo	3	242
	Quevedo 1	Disparo	3	242
Quevedo	Pascuales 1	Disparo	3	250.8
	Sto. Domingo 1	Disparo	3	250.8
Santo Domingo	Quevedo 1	Disparo	3	259.6
	Santa Rosa 1	Disparo	3	261.8
Santa Rosa	Sto. Domingo 1	Disparo	3	248.6
	Totoras 1	Disparo	3	248.6
Totoras	Molino	Disparo	3	251.2
	Santa Rosa 1	Disparo	3	251.2

Tabla 2.11.- Ajustes de los relés de sobrevoltaje en el anillo de 230 kV.

#### 2.1.4 TRANSFORMADORES

Los transformadores del Sistema Nacional de Transmisión y la Posición de los LTC's previo a su energización son:

S/E	TRANSFORMADOR	Rel. de transf. (kV)	Posición LTC
BABAHOYO (1)	ATQ	138/69	25
CHONE	ATQ	138/69	12
DOS CERRITOS	ATK	230/69	19
ESMERALDAS	AA1	138/69	13
IBARRA (1)	ATQ	138/69	23
IBARRA	T1	138/34.5	-4
LOJA	ATQ	138/69	0
S/E	TRANSFORMADOR	Rel. de transf. (kV)	Posición LTC
MACHALA	ATQ	138/69	-7

MULALÓ (1)	ATQ	138/69	22
PASCUALES	ATR (OHIO)	138/69	-7
POLICENTRO	ATQ	138/69	16
PORTOVIEJO (2)	AA1	138/69	10
PORTOVIEJO (2)	AA2	138/69	10
POSORJA	ATQ	138/69	-4
QUEVEDO	ATR	138/69	-5
RIOBAMBA	TRK	230/69	0
SANTA ELENA	ATQ	138/69	0
SANTA ROSA	TRN	138/46	-4
SANTA ROSA (1)	TRP	138/46	21
TRINITARIA	ATQ	138/69	19
TULCÁN	ATQ	138/69	-7
VICENTINA	T2	138/46	10

Tabla 2.12.- Transformadores del SNT y la posición de los LTC`s

(1) Transformadores cuya operación del LTC es inversa, es decir, para bajar el voltaje en el secundario del transformador, se debe subir la posición del LTC y, para subir el voltaje en el secundario del transformador, se debe bajar la posición del LTC.

(2) Transformadores que operan en paralelo.

En la tabla 2.13 se indican los valores operativos y ajustes de protección de los Transformadores del Sistema Nacional de Transmisión:

S/E	TRAFO	Snom FOA	Inom FOA	Valor Operativo Continuo	Valor Operati. Emerg(20 min.)	PROTECCIÓN Smax
-----	-------	-------------	-------------	-----------------------------	----------------------------------	--------------------

		[MVA]	[A]	[MVA]	[MVA]	[MVA]
AMBATO	T1	43	179,9	43	52	57
BABAHOYO	ATQ	66,7	279,1	55	66	71
CHONE	ATQ	60	251,0	60	62	76
CUENCA	ATQ	100	418,4	100	120	143
DOS CERRITOS	ATK	165	690,3	165	198	223
ESMERALDAS	AA1	75	313,8	75	80	89
IBARRA	ATQ	33	138,1	33	40	48
IBARRA	T1	40	209,2	40	47	48
LOJA	ATQ	66,7	279,1	66	79	86
MACHALA	ATQ	100	418,4	100	110	114
MILAGRO	ATK	165	414,2	165	198	239
MILAGRO	ATU	225	941,3	140	140	239
MÓVIL	ATQ	30	125,5	30	35	38
MOLINO	AT1	375	941,3	375	470	573
MOLINO	AT2	375	941,3	375	470	573
MULALÓ	ATQ	66,7	279,1	55	66	71
PASCUALES	(OHIO)	220	627,6	175	210	286
PASCUALES	ATU	375	941,3	375	400	597
PASCUALES	ATT	375	941,3	375	400	573
POLICENTRO	ATQ	150	627,6	150	160	191
POMASQUI	ATU	300	1255,1	300	360	420
PORTOVIEJO	AA1	75	313,8	75	85	89
PORTOVIEJO	AA2	75	313,8	75	85	89
POSORJA	ATQ	33,3	139,3	33	40	43
QUEVEDO	ATR	168	702,9	100	115	191
QUEVEDO	ATT	165	414,2	165	198	239
RIOBAMBA	TRK	100	251	75	90	95
SALITRAL	ATQ	150	627,6	150	175	191
SALITRAL	ATR	150	627,6	150	175	191
SANTA ELENA	ATQ	66,7	279,1	50	55	57
SANTA ROSA	ATU	375	941,3	375	450	498
SANTA ROSA	TRN	75	313,8	75	90	114
SANTA ROSA	TRP	75	313,8	75	90	114
SANTO DOMINGO	ATR	100	418,4	100	105	107
SANTO DOMINGO	ATU	165	414,2	165	170	179
TOTORAS	ATQ	100	418,4	60	70	71
TOTORAS	ATT	100	251	128	148	199
TRINITARIA	ATQ	150	627,6	150	180	200
TRINITARIA	ATT	225	941,3	225	270	334
TULCÁN	ATQ	38	138	33	40	86
VICENTINA	T1	48	179,9	48	49	50
VICENTINA	T2	100	418,4	100	120	143

Tabla 2.13.- Transformadores del SNT con sus valores operativos y ajustes de protección

## 2.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA

En figura 2.2 se relacionan los diferentes estados de operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado:

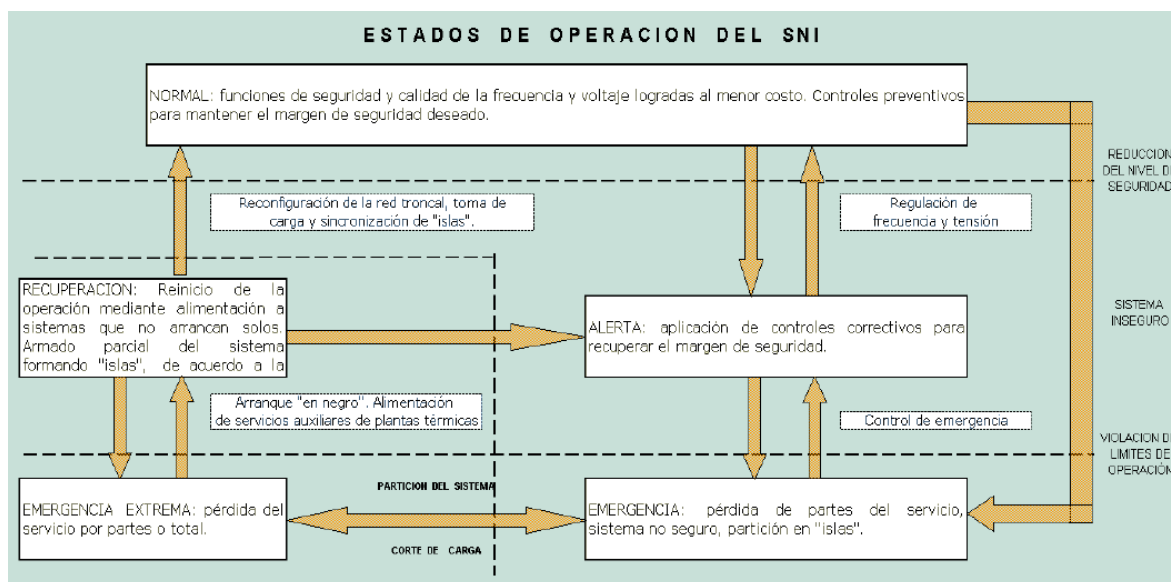


Fig.2.2. Esquema típico de estados de un sistema eléctrico

Se puede aclarar de la figura 2.2 que una isla eléctrica se refiere a aquella parte del S.N.I. que se ha separado temporalmente producto de un disturbio y que puede mantenerse indefinidamente de manera autónoma alimentando su demanda con la parte del parque de generación correspondiente o, por el contrario, ha sido separada de manera intencional para corregir algún defecto de su(s) enlace(s) de transmisión.

Existen dos estados en los cuales puede funcionar el Sistema Nacional Interconectado estos son:

- Estado Normal.
- Estado de Emergencia.

### 2.2.1 ESTADO NORMAL



En el estado de operación normal todas las restricciones están satisfechas, por lo que la generación es adecuada para satisfacer la demanda y no existe ningún equipo sobrecargado. En este estado los márgenes de reserva para generación y transmisión son suficientes para mantener un nivel de seguridad adecuado con respecto a las posibles perturbaciones a las que el sistema sea sometido, de acuerdo con las políticas de operación.

En este estado de operación la seguridad, la economía y la calidad conforme a lo establecido en las normas vigentes, deben primar en el manejo del sistema nacional interconectado para poder satisfacer adecuadamente y en todo momento la demanda cambiante, dependiente del estado de la red de transmisión y de la disponibilidad del parque de generación.

## **2.2.2 ESTADO DE EMERGENCIA**

Es la condición del Sistema Nacional Interconectado derivada de perturbaciones de orden técnico, de fuerza mayor o por acción de la naturaleza que puede ocasionar pérdida parcial o total del servicio.

## **2.3 UTILIZACIÓN DEL EMS PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA**

### **2.3.1 CRITERIOS BÁSICOS DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

#### **2.3.1.1 Seguridad en la Operación del Sistema**

Todas las operaciones a realizar en el S.N.I, se tendrán que hacer siguiendo estrictamente las normas de seguridad para evitar daños a personas y equipos.

### **2.3.1.2 Condiciones básicas para operar el S.N.I. a tiempo real.**

Siempre que se produzcan traspasos de mando entre operadores del sistema se deberá efectuar una verificación de las condiciones del S.N.I., que incluye:

- Programa Diario de Operación.
- Estado de los permisos de operación y de las maniobras en proceso con detalle de la parte faltante de la secuencia de maniobras sean de generación, transmisión o distribución, incluido nombre(s) y ubicación del(os) responsables de los trabajos.
- Estado de la red de transmisión.
- Actualización de la disponibilidad del parque de generación, que incluye estado de las reservas.
- Estado de los equipos de compensación (capacitores, reactores, motores sincrónicos, LTCs, etc.).
- Disponibilidad de regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- Detalles de la operación de islas eléctricas.
- Consignas para la regulación de voltaje.
- Estado de los sistemas de comunicación y de adquisición de datos (SCADA)
- Otras coordinaciones (información hidrológica y de combustibles, reportes de fallas pendientes, etc.)
- Nunca el operador saliente debe entregar el turno al entrante con operaciones en proceso.

### **2.3.1.3 Consignas generales de Control en la Operación**

Las consignas a seguir por el despachador en el estado de operación normal son las siguientes:

- a. *Control de la frecuencia:* logrado mediante la participación de unidades de generación para que ejerzan esta función según se estipula en los programas diarios de operación.
- b. *Control de la configuración del S.N.I.:* orientando la gestión de la red de transmisión de tal suerte que se desarrollen de forma segura los mantenimientos de unidades generadoras y líneas de transmisión.
- c. *Control de la Reserva Operativa:* verificando permanentemente la cantidad de potencia en exceso sobre la demanda que debe ser aplicada al sistema para cubrir los eventos de variaciones de carga.
- d. *Control del Perfil de Voltaje:* conjunto de acciones destinadas a suplir la demanda con la calidad establecida, lo que incluye la regulación de la potencia reactiva de las unidades en servicio; la operación de cambiadores de tomas de transformadores de enlace; la operación de bancos de capacitores; la operación de unidades como motor sincrónico; apertura intencional de extremos de líneas de transmisión a determinadas horas del día, etc.,
- e. *Control de Flujos de Potencia:* El operador del CENACE actuará tratando de mantener la transferencia de potencia en las líneas de transmisión en valores que no excedan al menor de los siguientes límites: térmico, de voltaje y de estabilidad.

## **2.4 SISTEMA DE ENTRENAMIENTO PARA OPERADORES (DTS).**

El modelo de un sistema eléctrico de muchos DTS (Dispatcher Training System) comerciales incluye modelos de todos los elementos necesarios, que se traducen en una serie de ecuaciones que simulan el funcionamiento del sistema eléctrico. Se trata de un sistema dinámico con multitud de variables que interaccionan de forma constante entre sí.

Con el fin de lograr una simulación que logre al tiempo un adecuado grado de precisión y la necesaria rapidez de resolución, se combina una solución dinámica, realizada por ejemplo una vez por segundo, y otra estática, realizada cada pocos segundos.

#### 2.4.1 GENERALIDADES DE UN SIMULADOR DE CONTINGENCIAS

En general cada sistema DTS u OTS estará estructurado en tres subsistemas:

- **Modelo del Sistema Eléctrico:** El comportamiento estático y dinámico del sistema eléctrico se reproduce de forma realista por medio de algoritmos, de tal forma que para el operador es equivalente a lo que él observaría en el Sistema de Control.
- **Modelo del Sistema de Control:** Permite al operador monitorizar y controlar el estado del sistema eléctrico en un entorno equivalente al del Sistema de Control.
- **Herramientas del Instructor:** El sistema debe disponer de una serie de herramientas orientadas a facilitar el trabajo del instructor.

La otra característica fundamental del Sistema de Entrenamiento DTS es que, tratándose de un sistema de entrenamiento, requiere la participación concurrente de dos actores: *el alumno y el instructor*.

Ambos actúan de forma simultánea sobre el modelo del sistema eléctrico, si bien el instructor interviene de una forma más general que le permite controlar globalmente el desarrollo del ejercicio. La figura 4.5 muestra el ciclo de ejecución típico de un simulador.

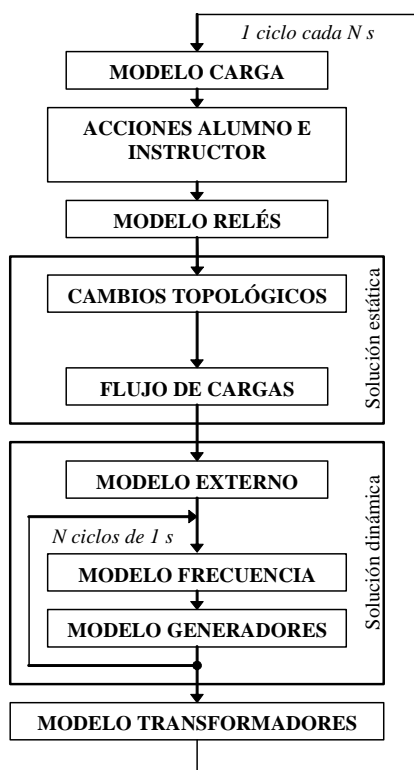


Fig.2.5. Ciclo de ejecución de un DTS

#### 2.4.1.1 Estimador de Estado: Herramienta de Ajuste

Los ejercicios de simulación que se realicen con un DTS alcanzarán un alto grado de realismo, tanto por el comportamiento de la red simulada, como por el entorno en el que se desarrollan, si se dispone de un modelo del sistema eléctrico bien desarrollado y ajustado. Y por regla general la preparación de este modelo de forma adecuada supone un gran esfuerzo.

Por tanto para efectuar una adecuada supervisión y control durante la operación de un sistema de potencia en tiempo real; es necesario disponer o presentar al operador del centro de control la información más completa y confiable de las variables de interés de cada uno de los elementos de la red.

Las variables de interés para la supervisión del sistema de potencia son los voltajes en magnitud y ángulo de cada uno de los nodos, flujos de potencia en

cada extremo de los elementos de la red y el valor de las inyecciones tanto de generación como de carga.

Para disponer de esta información en el centro de control, podrían establecerse los siguientes procedimientos:

- Medir todas las variables, este procedimiento tiene el gran inconveniente de que su costo es muy alto, es muy difícil medir los ángulos de voltaje y no se tiene mayor información sobre si las mediciones son buenas o no; por lo tanto no tiene uso práctico.
- Medir toda aquella información necesaria para un flujo de potencia, es decir inyecciones voltajes de generación y a partir del cálculo de flujos, determinar los niveles de voltaje y su ángulo en todas las barras de red así como el flujo por todos los elementos. Este procedimiento no es aplicable por cuanto si no se dispone de una medición por alguna falla, no se puede correr el flujo de potencia, además si una medición esta errónea los resultados son erróneos y no se dispondría de una información confiable en el centro de control.
- Medir ciertas variables, un promedio de las dos anteriores, y a partir de éstas determinar todas aquellas no medidas así como detectar e identificar errores grandes en medición y reemplazarlos por valores calculados coherentes. Este es el procedimiento ideal y se lo conoce como **Estimación de Estado**. Por tanto la estimación de estado requiere un grupo de información redundante (mayor que aquella que se requiere para un flujo de potencia) que además debe ser suficiente para determinar aquellas no medidas y el detectar e identificar errores en la medición.

De hecho, se podría afirmar que un estimador de estado es condición previa para disponer de un modelo de DTS realista.

## **2.4.2 MODELO DE CARGA**

El comportamiento, y por ende la simulación, del sistema eléctrico viene guiada significativamente por la evolución de la carga. El modelo de carga determina el consumo de cada carga en cada ciclo a partir de un perfil que representa la variación de la demanda en el tiempo. Esta demanda total es desagregada y repartida entre las diversas cargas del modelo. Normalmente los valores de carga así determinados pueden modificarse con un ruido aleatorio para dar mayor realismo a la simulación, con parámetros típicos del orden del 0,5%.

Los simuladores más sofisticados permiten modelar el efecto del voltaje (carga de intensidad constante y carga de impedancia constante), así como el efecto de la frecuencia.

Por último, cabe señalar el interés que tiene incluir un modelo de carga fría, disponible en algunos simuladores. Cuando una carga ha permanecido desconectada durante un periodo de tiempo, el valor de la carga al reconectarse es normalmente superior (entre 1,5 y 2 veces) debido a la actuación de termostatos, recargas de baterías etc.

### **2.4.2.1 Preparación y Ajuste**

La preparación del modelo de carga se fundamenta en dos aspectos fundamentales: la definición de perfiles de carga realistas y una desagregación de la demanda total por buses adecuada. El perfil no suele presentar problemas, pues se determina fácilmente a partir de cualquier curva de demanda. Sin embargo, una buena desagregación de carga por buses es una tarea ardua y complicada.

El modelo de descomposición se basa en un análisis estadístico de los resultados de su estimador de estado. Para ello, y para cada curva de demanda

(día laborable, festivo, verano, invierno, etc.), se clasifican los valores de carga en buses y horas, se calculan los porcentajes respecto a la demanda total, y se calcula la media estadística y la desviación típica.

En primer lugar se analizan los valores de las desviaciones típicas, donde valores elevados suelen corresponder a cargas no conformes, es decir aquellas que no mantienen un patrón respecto a la demanda total. El análisis de estas cargas se realizará atendiendo a valores de carga absolutos, no a valores porcentuales.

Para las cargas conformes se eliminarán de las muestras los valores estimados cuya diferencia con la media es superior a  $n$  veces la desviación típica, para después determinar los coeficientes de desagregación promediando los valores porcentuales.

Este método permite determinar con precisión suficiente el porcentaje de cada carga de forma independiente, facilitando la separación de perfiles urbanos e industriales. Por último, y en función del tipo de carga, se puede repartir en *feeders* (alimentadores), lo que permitirá ajustes más finos al simular deslastres de carga o en ejercicios de reposición de servicio.

### **2.4.3 MODELO DE RELÉS**

La activación de un relé se desarrolla en tiempos muy reducidos (milisegundos), muy inferiores a los intervalos de tiempo mínimos de un simulador, típicamente el segundo.

El modelo del relé en el simulador no puede incluir por lo tanto el comportamiento físico del sistema, pero sí en cambio su acción, como por ejemplo el disparo de un interruptor, e incluso el reenganche cuando el tiempo de éste es superior al intervalo mínimo de simulación. En estos casos el simulador debe representar adecuadamente una nueva situación equilibrada del sistema tras la actuación del relé.

Normalmente es posible modelar los relés siguientes:



- Mínimo voltaje y sobre-voltaje. Voltios por hertzio.
- Sobre-intensidad o tiempo inverso. Mínima frecuencia y sobre-frecuencia.
- Mínima excitación y sobre-excitación.
- Sincronización.

El modelo de los relés se basa en la verificación de límites de variables y en la temporización de las violaciones. Un modelo adecuado de relés en un simulador debe disponer por lo tanto de:

- *Pasos de actuación y tiempos realistas*: estos datos son normalmente homogéneos, y la experiencia enseña que una gran precisión de los mismos no mejora significativamente el modelo.
- *Ubicaciones precisas*, pues la actuación de un relé inexistente podría inducir a conclusiones erróneas; por ejemplo, para la preparación de ejercicios de reposición del servicio resulta básico identificar los relés de mínimo voltaje o los relés de sincronismo.

La principal dificultad del ajuste del modelo de relés radica en la recolección de una información normalmente dispersa.

#### **2.4.4 SOLUCIÓN ESTÁTICA**

La calidad y la precisión de la solución del flujo de cargas, y por lo tanto de lo que se ha denominado solución estática, dependen de factores diversos:

- Rigor en el *modelo topológico*.
- Apropiaada *inicialización del flujo de cargas*, tanto en lo referente al *perfil de tensiones*, como al *perfil de generación*.
- Exactitud de los *parámetros* de los elementos que constituyen el *modelo de red*.

#### **2.4.4.1 Procesamiento topológico**

La actuación de relés, las acciones del operador o las del propio instructor pueden suponer cambios de estado de interruptores y seccionadores, lo que implica cambios topológicos, que se pueden traducir en:

- Creación o supresión de buses.
- Conexión o desconexión de equipos.
- Aparición o desaparición de islas.

Desde el punto de vista de un simulador, el grado de adecuación del modelo topológico puede analizarse desde una doble perspectiva:

- Nivel de detalle del modelo.
- Aproximación de los estados topológicos a la realidad.

Los dos aspectos están íntimamente relacionados. En la sección dedicada a la preparación del caso se explica con detenimiento la relación entre ambos. Es importante señalar que un modelo más detallado no es necesariamente mejor. De hecho, la aproximación de los estados a la realidad será tanto más difícil de conseguir cuanto mayor sea el grado de detalle del modelo. En cualquier caso, el desarrollo y perfeccionamiento de este modelo irá, una vez más, muy ligado al de un estimador de estado y al sistema SCADA asociado.

#### **2.4.4.2 Flujo de cargas**

El objetivo de un flujo de cargas es, partiendo de un perfil de cargas, generación y de una topología de red concreta, calcular las tensiones de los buses del modelo de red, en módulo y ángulo, así como la generación correspondiente de los grupos. Con estos resultados se calculan los flujos por las líneas y transformadores.

El flujo de cargas de un simulador, siendo muy similar a un flujo de cargas convencional, no deja de presentar algunas características peculiares, como por ejemplo:

- Los resultados se pueden modificar ligeramente con un ruido aleatorio.
- Dado que el flujo de cargas se ejecuta de forma continua, no conviene acumular en cada ciclo el desequilibrio entre carga y generación en un bus único, sino que se recomienda distribuir entre todos los generadores, respetando sus límites.
- Las situaciones de *blackout* deben considerarse, pues supone el final de la simulación. Habitualmente se relacionan con la falta de convergencia de una isla.
- La simulación debe equilibrar la precisión y la rapidez de la ejecución, por lo que se suele recurrir a algoritmos de flujo de cargas del tipo desacoplado.

Las labores de ajuste y preparación del flujo de cargas se centrarán en:

- *Inicializar debidamente el perfil de tensiones:* Una convergencia estable de la simulación depende en grado sumo del perfil de tensiones de partida.
- *Inicializar convenientemente los valores de generación de reactiva:* Muy relacionado con lo anterior.
- *Asignar la generación del sistema de forma acorde con la realidad:* Aunque los simuladores disponen de algoritmos de asignación de la generación, normalmente no reflejan de forma adecuada el comportamiento de unos sistemas cada vez más marcados por los mercados.

En resumen, *una simulación útil depende de una inicialización adecuada.* Por lo tanto, y siempre que sea posible, se recomienda utilizar imágenes del

sistema obtenidas directamente de *tiempo real*, a ser posible de un *caso de estimador de estado*.

Otro aspecto a considerar es la *regulación automática de voltaje de generadores y transformadores*. La utilización de modelos con regulación de voltaje de buses remotos es muy habitual en los flujos de carga, dado que normalmente facilita la convergencia de los algoritmos. Sin embargo, y salvo que se tenga constancia de que en realidad existen dispositivos de regulación remota de voltaje, la experiencia demuestra que es una práctica poco aconsejable si se pretende simular adecuadamente situaciones tales como una reposición de servicio.

Por último, es importante reseñar la importancia de *definir criterios acertados de convergencia*. Unos umbrales de convergencia demasiado estrictos redundan en una ralentización de la simulación, al tiempo que pueden implicar falta de estabilidad en la convergencia del algoritmo.

#### **2.4.5 AJUSTE DEL MODELO ESTÁTICO**

La calidad del resultado de la simulación depende, como es evidente, de la precisión de los parámetros del modelo de red. Es preciso disponer por ello de información suficiente para modelar con precisión:

- Líneas.
- Transformadores, con especial atención a los cambiadores de tomas.
- Reactancias y condensadores.
- Generadores, que en su modelo estático deben disponer de una curva de capacidad de reactiva que refleje de forma realista los límites de la unidad.

El ajuste de un modelo de red requiere mucho tiempo, y como se ha indicado con anterioridad, herramientas de validación. Una vez más el estimador de estado es un aliado inigualable para realizar este trabajo de depuración.

## 2.4.6 SOLUCIÓN DINÁMICA

### 2.4.6.1 Modelo de frecuencia

Un sistema eléctrico debe mantener un equilibrio entre la potencia demandada y la potencia producida, es decir, en una isla eléctrica con una frecuencia constante, la potencia mecánica (cinética) de todas las unidades de generación debe ser igual a toda la potencia eléctrica requerida por el sistema. Cualquier alteración de la potencia eléctrica demandada supone un cambio de valor equivalente en la potencia mecánica del sistema, lo que se traduce en una variación de frecuencia. Para el simulador se ha supuesto que la frecuencia en cada isla sea única en todos sus buses.

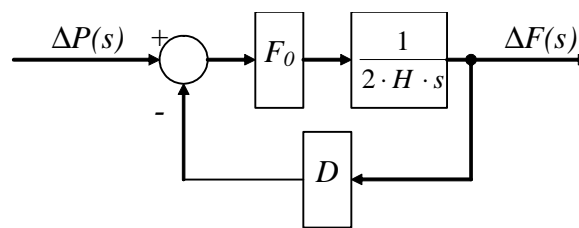


Fig.2.6. Diagrama de bloques del modelo de frecuencia.

La figura 2.6 representa el diagrama de bloques de este modelo, que relaciona la variación de la frecuencia  $\Delta F$  con la variación de la potencia  $\Delta P$ , que expresada en forma de ecuación diferencial es:

$$\frac{d(\Delta F)}{dt} = -\frac{D \cdot F_0}{2 \cdot H} \cdot \Delta F + \frac{F_0}{2 \cdot H} \cdot \Delta P \quad (2.1)$$

donde  $\Delta P$  variación de potencia eléctrica del sistema, en MW

$\Delta F$  variación de frecuencia del sistema, en Hz

$F_0$  frecuencia nominal

$H$  inercia total, en MW·s/MVA

$D$  variación de la carga con la frecuencia, en MW/Hz

Para el *ajuste del modelo de frecuencia* debe realizarse las siguientes consideraciones:

- La precisión del modelo depende de la exactitud de los valores de  $H$  y de  $D$ .
- El valor de  $D$  se puede considerar constante en el sistema. Un valor típico es 0,02 MW (p.u.)/Hz, que para una demanda de 10.000 MW supone 200 MW/Hz.
- El valor de inercia total  $H$  se determina como la suma de todas las inercias de los grupos conectados al sistema.
- La precisión individual de los valores de inercia  $H$  de cada generador es significativa en la medida en que la simulación se refiera al funcionamiento aislado de la unidad o en islas reducidas, como es el caso de ejercicios de reposición del servicio.

#### 2.4.6.2 Modelo de fuente de energía

Por fuente de energía se entiende el conjunto de elementos que convierten los diversos tipos de energía (térmica, hidráulica, nuclear) en energía mecánica primero, y finalmente en energía eléctrica. El interés de este modelo está relacionado con la dinámica de cada planta ante los requerimientos de variación de potencia, bien los propios del regulador (regulación primaria), los procedentes del AGC (regulación secundaria), o los puntos de funcionamiento establecidos por el operador de centro de control o de forma local el operador de central. Los dispositivos que se modelan son:

- Regulador de potencia.
- Caldera para grupos térmicos.
- Reactores para grupos nucleares.
- Turbinas de vapor.
- Turbinas hidráulicas.
- Turbinas de combustión.

La experiencia demuestra que los modelos más simples, con los valores de los parámetros típicos, garantizan una precisión muy razonable en el comportamiento global de la simulación en el largo plazo. La verificación del

modelo recomendada se realiza comparando registros de incidentes importantes que hayan supuesto fuertes variaciones de frecuencia, con el comportamiento del simulador.

### 2.4.6.3 Modelo externo

El modelado apropiado del sistema externo, normalmente por medio de equivalentes, es uno de los aspectos más complicados en todo modelo estático de un sistema eléctrico. Tanto más complejo es el proceso si se quiere modelar la dinámica de dicho equivalente externo. Para determinar los parámetros de los grupos del modelo equivalente se ha desarrollado una metodología que se expone a continuación:

Sea  $i$  un generador externo. Sea  $k$  un bus frontera conectado por medio de una rama a otro bus  $j$ . Ante una variación  $\Delta P_i$  de la potencia del generador, se producirá una variación  $\Delta P_{k,j}$  en el flujo por la rama  $k-j$ . Esta relación se define como sensibilidad del generador externo  $i$  sobre la rama  $k-j$ :

$$S_{i,k,j} = \frac{\Delta P_{k,j}}{\Delta P_i} \quad (2.2)$$

La inyección neta de potencia activa en el nudo  $k$  debida al generador  $i$  se puede aproximar sumando la aportación de todas las ramas  $j$  como:

$$\Delta P_{i,k} = \sum_j \Delta P_{k,j} = \Delta P_i \cdot \sum_j S_{i,k,j} \quad (2.3)$$

Suponiendo  $m$  buses frontera, se define el coeficiente de influencia del generador  $i$  en la frontera  $k$  como:

$$C_{i,k} = \frac{\Delta P_{i,k}}{\sum_m \Delta P_{i,m}} \quad (2.4)$$

Este coeficiente permite determinar los *parámetros del grupo equivalente*.

*Potencia máxima* del grupo de la frontera  $k$ , suponiendo  $i$  grupos reducidos:

$$\begin{aligned} P \max_k^{eq} &= \sum_i P \max_{i,k}^{eq} = \\ &= \sum_i C_{i,k} \cdot P \max_i \end{aligned} \quad (2.5)$$

*Estatismo* de dicho grupo:

$$R_k^{eq} = \frac{1}{\sum_i \frac{1}{R_{i,k}^{eq}}} = \frac{1}{\sum_i \frac{C_{i,k}}{R_i}} \quad (2.6)$$

*Inercia*:

$$H_k^{eq} = \sum_i H_{i,k}^{eq} \cdot H_{i,k}^{eq} = \sum_i C_{i,k} \cdot H_i \quad (2.7)$$

#### 2.4.7 PREPARACIÓN DE CASOS

Tras el ajuste del modelo llega el momento de preparar casos de simulación para ejercicios de entrenamiento. La preparación del caso varía en función del objetivo formativo que se persiga. Cada simulación se prepara a partir de:

- **Caso de red:** Estado del sistema eléctrico caracterizado por:
  - Situación topología de partida.
  - Perfil de voltaje.
  - Perfil de generación, de activa y reactiva.
  - Curva de demanda.
  - Desagregación de la demanda por buses.
  - Indisponibilidades de equipos.
- *Eventos del instructor:* Conjunto de sucesos que configuran la evolución del caso, como por ejemplo:
  - Pérdidas de carga o generación.
  - Escalones de carga.



- Faltas.
- Cambios consignas de voltaje.
- Cambios estados generadores.
- Disparo o cierre, con o sin reenganche, de interruptores.
- Relés habilitados o inhibidos.
- Tomas de transformadores.
- Datos analógicos o digitales incorrectos.
- Bloqueo de señales de control del AGC a generadores

Los casos pueden prepararse:

- En *modo estudio*, construido de forma artificial a partir de datos de entrada más o menos teóricos. Su principal ventaja es que permite preparar situaciones hipotéticas que no se pueden captar desde casos de tiempo real.
- A partir de una *solución de estimador*, o caso de *tiempo real*, donde el conjunto de condiciones de partida del caso resulta más realista y coherente. Generalmente estos últimos presentan una mayor calidad.

Otros aspectos importantes a la hora de preparar un caso son:

- *Relés*: ¿hay variables del caso fuera de control que puedan provocar el disparo de relés que invaliden el ejercicio? ¿Merece la pena inhibir la actuación de relés?
- *Automatismos*: La regulación automática de voltaje, tanto en transformadores como en generadores, puede provocar una evolución inapropiada de la simulación.
- *SCADA*: Los simuladores que incluyen un modelo de SCADA requieren preparar a su vez esta parte. En algunos sistemas los casos de tiempo real transfieren información de SCADA no relevante para el ejercicio, por lo que se debe ser depurar, entre otros:

- Listados de alarmas.
- Sustitución manual de datos.
- Inhibición de alarmas.
- Inhibición de controles

#### **2.4.8 MANIOBRAS**

Si se trata de entrenar al operador en el telemando de las subestaciones, atendiendo a las diversas configuraciones, se precisará:

- Modelo detallado de la topología de cada subestación
- La situación inicial de los estados, especialmente de seccionadores, debe ser rigurosa. Por ejemplo, en una configuración de doble barra, nunca se deberá tener ambos seccionadores conectados a barras.

#### **2.4.9 FUNCIONAMIENTO DE LA RED**

El simulador permite realizar ejercicios muy didácticos orientados a analizar el comportamiento de la red en condiciones diversas. Algunos ejercicios interesantes son:

- Disparos de elementos.
- Seguimiento de la evolución de la demanda: transiciones bruscas de valle a punta.

En este caso:

- Con el fin de garantizar una representación apropiada del comportamiento de las variables de red, en particular de las tensiones, conviene obtener las condiciones iniciales muy rigurosas a partir de casos de tiempo real.
- Permite el uso de un modelo topológico sencillo que incluya, por ejemplo, sólo interruptores. Incluso, con un modelo topológico

completo, los errores en los estados de seccionadores pueden no invalidar un caso.

#### **2.4.10 ENTRENAMIENTO EN CONDICIONES DE EMERGENCIA**

Es en este tipo de sesiones donde el simulador exhibe toda su potencialidad, aunque también se trata de los ejercicios más difíciles de preparar:

- La precisión del caso, así como la rigurosidad de los estados de los elementos topológicos son importantes.
- Por ser situaciones infrecuentes se deben generar en modo estudio. No obstante, se recomienda partir de un caso de tiempo real, recreando paso a paso la evolución hasta la situación de emergencia.

Entre los posibles casos a estudiar cabe destacar:

- Proximidad a colapso de tensiones.
- Cierre de líneas con diferencia angular grande.
- Funcionamiento de la red en modo aislado.
- Operación con sobrecargas en líneas o transformadores.
- Perturbaciones significativas.

### **2.5 INFORMACIÓN SOLICITADA PARA LA IMPLANTACIÓN DEL DTS EN EL CENACE**

A continuación se indicará la información que fue solicitada a los Agentes del MEM, TRANSELECTRIC y DPL (Dirección de Planeamiento) para la implantación del DTS.

## 2.5.1 INFORMACIÓN DE GENERADORES

### 2.5.1.1 Generadores hidráulicos:

- Información de los parámetros de los modelos del sistema motor – generador completo de las unidades de generación (sistemas de control, parámetros técnicos de apertura y cierre de alabes, sus límites de apertura, tiempo de estabilización del ingreso de agua, parámetros mecánicos, etc.).
- Información de los parámetros eléctricos de las unidades con sus límites y velocidades de toma de carga y descarga.
- Información de los parámetros de los modelos dinámicos de las unidades.
- Sistemas de protecciones asociados a la unidades, con todas sus particularidades
- Información de elementos de corte anexos a las unidades de generación
- Información de los transformadores anexos al funcionamiento de las unidades.
- Información de los sistemas auxiliares de las unidades.
- Información del comportamiento económico, con la curva de eficiencia de la unidad.
- Información de su participación en el sistema AGC.
- Información particular que se considere en estas unidades.
- En el caso de centrales que tienen subestaciones se debe considerar adicionalmente la información que se solicita al transmisor.

### 2.5.1.2 Generadores térmicos

- Información de los parámetros de los modelos del sistema motor-generador completo de las unidades de generación (sistemas de control, parámetros técnicos de apertura y cierre de inyectores, sus

límites de apertura, tiempo de estabilización del ingreso de combustible, parámetros mecánicos, etc.).

- Información de los modelos de los sistemas de turbina, caldera, generador.
- Información de los parámetros eléctricos de las unidades con sus límites y velocidades de toma de carga y descarga.
- Información de los parámetros de los modelos dinámicos de las unidades.
- Sistemas de protecciones asociados a las unidades, con todas sus particularidades.
- Información de elementos de corte anexos a las unidades de generación
- Información de los transformadores anexos al funcionamiento de las unidades.
- Información del comportamiento económico, con la curva de eficiencia de la unidad.
- Información de su participación en el sistema de Control Automático de Generación (AGC).
- Información particular que se considere en estas unidades como: porcentaje de auxiliares, eficiencia, tipo de ciclo de calor, coeficiente de transferencia de calor, radio de conversión calorífica, efectos de voltaje del uso de los auxiliares sobre las unidades de generación, etc.
- En el caso de centrales que tienen subestaciones se debe considerar adicionalmente la información que se solicita al transmisor.

### **2.5.2 INFORMACIÓN SOLICITADA A LOS DISTRIBUIDORES**

- Curvas de carga horaria representativas de sus sistemas con las respectivas predicciones de al menos 3 años. Estas cargas deben ser de cada punto de entrega del SNT hacia sus sistemas internos.
- Las curvas de carga deben especificarse si son industriales, residenciales, comerciales o la combinación de las anteriores.

- Información de cargas especiales, como acerías, minas, etc.
- Información de los sistemas de protecciones de sus sistemas que interactúen con los elementos del SNT.
- Información adicional que puede ser particular de cada empresa.

### **2.5.3 INFORMACIÓN SOLICITADA AL TRANSMISOR**

#### **2.5.3.1 Información de disyuntores**

- Información de los nombres y nomenclatura de todos los disyuntores del SNT.
- Información de todos los relés y alarmas asociados a los disyuntores del SNT, con sus diagramas asociados
- Información de los tiempos de actuación, calibraciones y seteos de los relés asociados a los disyuntores.
- Información si los disyuntores tienen la condición de recierre con sus tiempos de actuación.
- Información de sincronización de los disyuntores con todas sus particularidades

#### **2.5.3.2 Información de Líneas de Transmisión**

- Información de los parámetros técnicos de las líneas de transmisión tanto en condiciones normales de operación como en emergencia.
- Particularidades que puedan tener.

#### **2.5.3.3 Información de barras**

- Protecciones y elementos asociados a estos elementos.
- Particularidades que se puedan presentar en estos elementos.

#### **2.5.3.4 Información de Relés**

- Nombre del relé, elemento que protege el relé, tipo de relé. Mayor detalles de los relés ver **ANEXO B**.

- Tiempo de retraso para la acción del relé, indicar si es un relé de sobrevoltaje o de bajo voltaje, límites de actuación del relé, en p.u. de kV.
- Para los relés de sobrecorriente e impedancia se debe considerar: corriente de pickup, tiempo de actuación del relé, ángulo del relé direccional, los disyuntores asociados a los relés, características de los relés inversos, etc.
- Para los relés de sobre y baja frecuencia se debe solicitar la información de los tiempos de actuación, tiempo de programación, etc.
- Para los relés de chequeo de sincronización se debe solicitar rangos de sincronización de frecuencia, ángulo y voltaje, identificador del relé, límites de magnitud de voltaje de la barra a la que se debe sincronizar, etc.

#### **2.5.3.5 Transformadores**

- Información técnica completa de estos elementos, límites, etc.
- Información de los transformadores con tap, si es manual o automático, tiempo de retraso de actuación del cambio de tap, tiempo que debe pasar para ejecutar un nuevo cambio de tap, etc. Estos son los LTC.
- Demás información particular de estos elementos.

#### **2.5.4 INFORMACIÓN ADICIONAL**

- Solicitar a la DPL la información de la inercia del sistema, contribución de la carga a la inercia del sistema.
- Información de la carga del SNI con las respectivas tendencias.
- Datos de calibración para el sistema AGC ecuatoriano
- Parámetros e información del AGC de respaldo o externo que se podría tener con Colombia.

## **CAPÍTULO 3**

### **ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS CONTINGENCIAS DESDE EL AÑO 1999 AL 2005.**

#### **3.1 METODOLOGÍA**

En base a datos históricos se obtendrán estadísticamente las fallas más comunes y frecuentes que ocurren en nuestro Sistema Nacional interconectado para analizar mediante programas computacionales las soluciones más factibles que se puedan ejecutar físicamente en las subestaciones, líneas de transmisión y líneas de subtransmisión más afectadas, tomando en cuenta las consecuencias que se podrían presentar en el sistema.

Para alcanzar el objetivo planteado, se hace necesario un análisis estadístico de las fallas más comunes y las frecuencias de mantenimiento que se han realizado en las S/E en un determinado período.

El análisis estadístico determinará la zona, subestación, transformador que registre mayor salida por fallas y por mantenimientos, además se determinará si alguna tiene algún modo de falla en particular. Se analizará la frecuencia y la indisponibilidad de salida de una subestación debido a cada tipo de falla.

#### **3.2 SALIDAS DE SUBESTACIONES POR FALLAS AÑOS 1999 – 2005**

La información obtenida y tabulada corresponde a los registros de fallas del COT (Centro de Operaciones de TRANSELECTRIC) de los años 1999 al 2005.



### 3.2.1 SALIDAS DE SUBESTACIONES POR TRANSFORMADORES

La salida de subestaciones debido a fallas presentadas en transformadores en el período 1999 – 2005 se muestran en la figura 3.1.

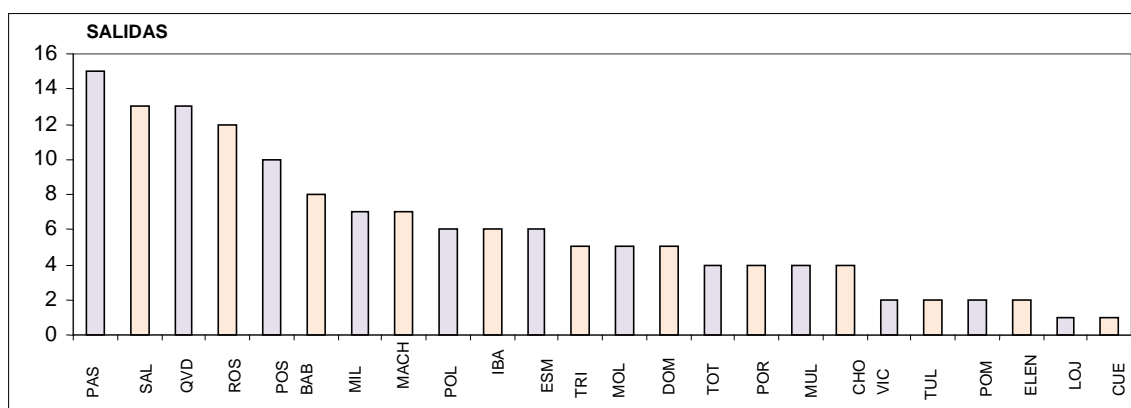


Fig.3.1. Salidas de Subestaciones por fallas en transformadores.

### 3.2.2 SALIDAS POR ZONAS DE UBICACIÓN

Las subestaciones del Sistema Nacional Interconectado se encuentran dentro de cuatro zonas:

- Zona Norte
- Zona Sur
- Zona Occidental
- Zona Noroccidental

Las fallas presentadas en cada una de estas zonas se muestran en la tabla 3.1 y figura 3.2

ZONA	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total registradas
<b>NORTE</b>	9	3	2	3	7	8	2	<b>34</b>
<b>SUR</b>	1	0	0	1	2	3	3	<b>10</b>
<b>OCCIDENTAL</b>	11	15	23	8	7	9	8	<b>81</b>
<b>NOROCCIDENTAL</b>	5	0	7	9	3	8	6	<b>38</b>
<b>TOTAL</b>	<b>26</b>	<b>18</b>	<b>32</b>	<b>21</b>	<b>19</b>	<b>28</b>	<b>19</b>	<b>163</b>

Tabla 3.1.- Fallas de subestaciones por zonas desde 1999 al 2005.

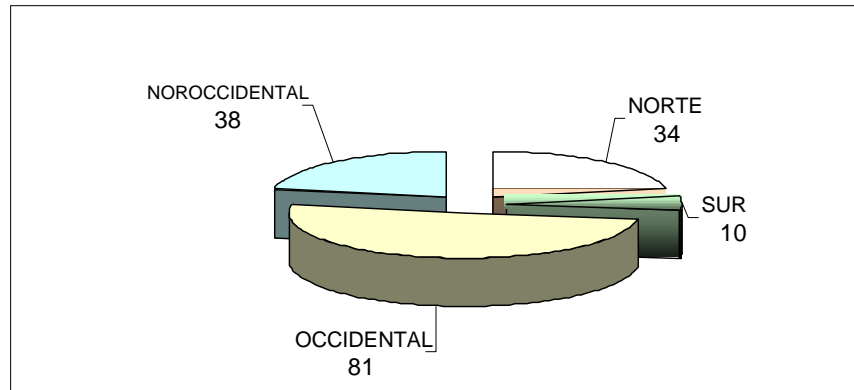


Fig.3.2. Fallas de subestaciones por zonas desde 1999 al 2005.

### 3.2.3 SALIDAS POR AÑO

El año en el que se presentaron mayor número de salidas de servicio de transformadores de subestaciones fue en el año 2001.

Los años 2001 y 2004 son en los cuales se han presentado las mayores fallas, es interesante analizar los meses en los cuales se han presentado las mayores fallas, fig. 3.3.

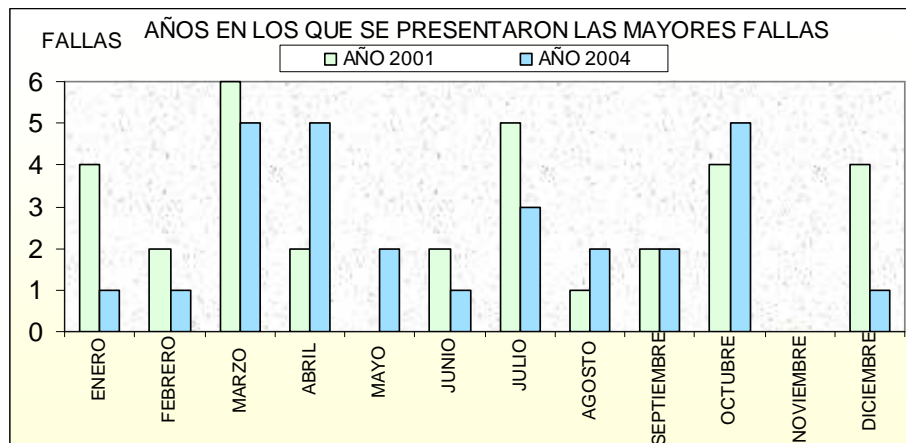


Fig.3.3. Años en los que se presentaron mayor número de fallas.

En estos dos años, los meses en los cuales han ocurrido la mayor cantidad de fallas son en los meses de marzo y octubre, es importante investigar y determinar si las mayores fallas se presentan en períodos o meses específicos y

si este fuese el caso se deberán tomar políticas y estrategias de mantenimiento para disminuir la frecuencia de falla.

### 3.2.4 SALIDAS POR MESES DEL AÑO

El registro de las fallas por cada mes y año se detalla en la tabla 3.2 y el histograma de las fallas para cada mes se muestra en la figura 3.4.

MES \ AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ENERO	1	3	4	2	4	1	0
FEBRERO	4	2	2	2	0	1	1
MARZO	4	3	6	2	3	5	0
ABRIL	0	2	2	0	2	5	1
MAYO	0	0	0	1	1	2	0
JUNIO	1	1	2	1	4	1	3
JULIO	1	0	5	1	0	3	2
AGOSTO	6	1	1	0	4	2	3
SEPTIEMBRE	1	1	2	3	0	2	1
OCTUBRE	3	4	4	1	0	5	2
NOVIEMBRE	4	1	0	4	1	0	4
DICIEMBRE	1	0	4	4	0	1	2
<b>TOTAL</b>	<b>26</b>	<b>18</b>	<b>32</b>	<b>21</b>	<b>19</b>	<b>28</b>	<b>19</b>

Tabla 3.2.- Registro de falla por cada mes y año.

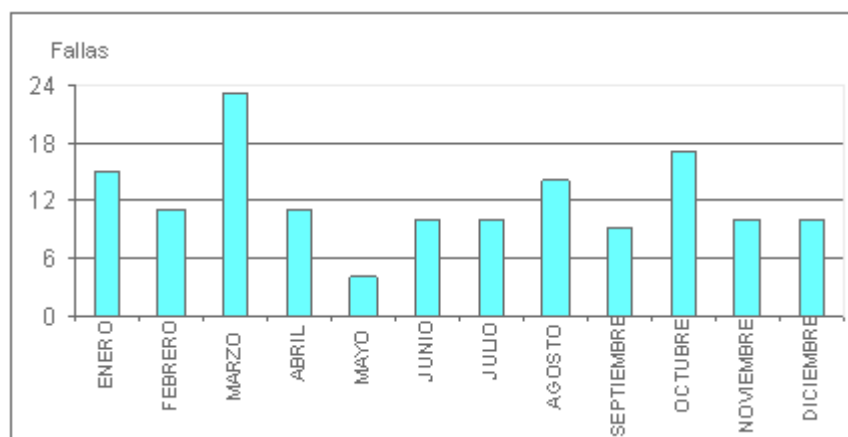


Fig.3.4. Fallas presentadas en cada mes.

De lo observado se puede concluir que durante estos 7 años los meses en los cuales se han presentado las mayores fallas han sido: marzo, octubre, enero y agosto.

Las causas por las que se producen en estos meses son:

- El período de invierno en la costa es de diciembre – abril, incrementándose las fallas debido a la humedad, a las descargas atmosféricas, falla de alimentadores de los agentes del MEM, etc. Recordando que la zona con mayores salidas de servicio debido a fallas es la Occidental que corresponde a la costa.
- El período de invierno en la sierra (parte norte) empieza en octubre hasta abril presentándose fenómenos similares a los mencionados anteriormente.

### 3.2.5 MODOS DE FALLA

Los eventos más comunes que han llevado a que las subestaciones no cumplan la función de Continuidad del Servicio Eléctrico son las siguientes:

Nº	CODIGO	FALLA	Fallas
1	ND	NO DETERMINADA	26
2	DA	DESCONEXION ACCIDENTAL (FACTOR HUMANO)	29
3	FE_A	FALLAS EXTERNAS EN AGENTES NO DESPEJADAS	31
4	FE	FALLA EXTERNA NO DESPEJADA	17
5	FEP	FALLA EN EQUIPO PRIMARIO	10
6	FSMPCM	FALLA EN EL SISTEMA MECANICO DE PROTECCION CONTROL Y/O MEDICION	23
7	FN	FENOMENOS NATURALES	6
<b>TOTAL</b>			<b>142</b>

Tabla 3.3.- Tabla de eventos de falla.

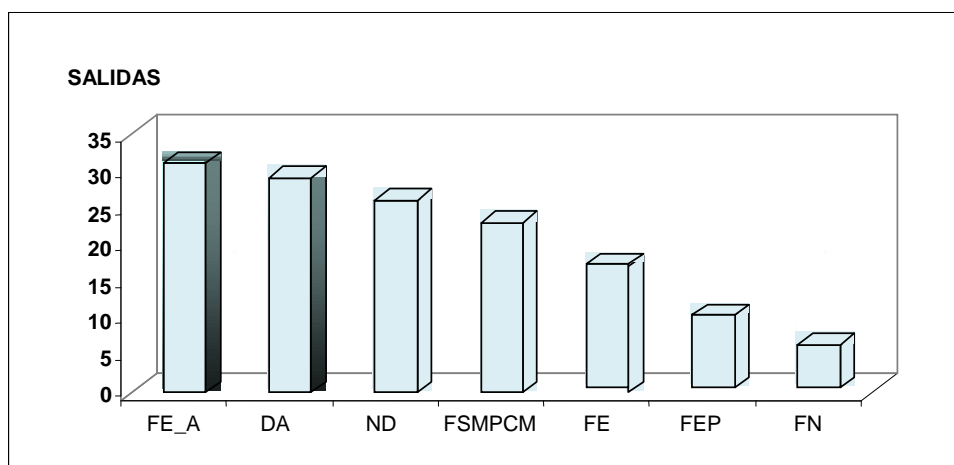


Fig.3.5. Modos de Falla.

- Las fallas externas debido a los agentes del MEM son causantes del mayor número de salida de transformadores, se presentan con mayor frecuencia en los meses de febrero y marzo con el 90% de salidas en la zona Occidental.
- Se tiene aproximadamente 5 salidas al año por fallas externas debido a los agentes del MEM. Los agentes que provocan las mayores desconexiones son EMELGUR y ELECTROQUIL, las S/E más afectadas son Posorja, Babahoyo y Salitral.
- Se tiene 29 salidas de transformadores debido al modo de falla “desconexiones accidentales”, en el cual esta vinculado directamente a errores de humanos de accionamiento y coordinación. Las mayores fallas de este tipo se tienen en los años 1999 y 2001.
- Las fallas debido al modo “fallas externas no despejadas” se presentan con mayor frecuencia en los meses de enero a marzo y la mayor zona afectada es la Occidental. Se tiene un promedio de salida de transformadores de 3 veces al año y se debe implantar tareas para disminuir las salidas de servicio de los transformadores, como estudios de reajuste y calibración de los relés de protección. Las S/E más afectadas son: Posorja y Milagro

### **3.2.6 MODOS DE FALLA POR AÑOS**

A continuación en la tabla 3.3 se detallan los modos de falla por años:

Modo de falla \ AÑO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TOTAL REGISTRADAS
DA	8	0	9	4	2	6	2	31
FE	4	5	4	4	0	0	4	21
FE_A	3	4	6	2	8	8	3	34
FEP	2	4	1	1	0	2	1	11
FN	3	2	1	0	0	0	2	8
FSMPCM	4	1	8	1	4	5	3	26
ND	2	2	3	7	5	7	4	30
	26	18	32	19	19	28	19	161

Tabla 3.4.- Modos de falla por años

- El modo de falla **“no determinadas”** se presentan con mayor frecuencia en los años 2002 y 2004 y el 45% de estas fallas se encuentran la zona Noroccidental las subestaciones que más han salido son las de Quevedo y Chone, los meses en los que se han presentado la mayor cantidad de estas fallas son: de octubre a marzo período lluvioso en la costa.
- Se tiene 23 desconexiones de subestaciones debido a “fallas en el sistema de protecciones de control y/o medición” se da con mayor frecuencia en el año 2001 y 2004, la causa puede ser el desgaste de los dispositivos del sistema con el pasar de los tiempos y todas estas fallas se presentan en la zona occidental y noroccidental la mayor parte en la subestación Pascuales, Quevedo y Salitral.

### 3.2.7 ANÁLISIS DE FRECUENCIAS DE SALIDAS POR MODOS DE FALLA

Para obtener las frecuencias de salidas por modos de fallas se llama **TPO** al tiempo operativo más probable que es el valor medio de los intervalos de tiempo en los que el ítem se encontró cumpliendo sus funciones dentro de un período determinado y **TPFS** al tiempo promedio fuera de servicio que es el valor medio de los tiempos que el ítem estuvo indisponible por fallas y/o por mantenimientos (tabla 3.5).

MODO	TPO (Dias)	TPFS (horas)	TO mín (días)	N° Ocurr.	TFS máx (horas)
FEP	201,3	3,12	0,003	10	23,3
DA	20,8	0,24	0,694	29	1,9
FSMPCM	88,8	4,32	0,018	23	69,7
FN	182,3	0,72	9,000	6	2,8
FE_A	68,8	0,48	0,024	31	1,3
ND	81,8	0,68	0,103	26	3,0
FE	83,4	0,72	0,022	17	5,7

Tabla 3.5.-Tiempos cuantificados para cada modo de falla.

\*Referencia de la tabla 3.3.

El mayor TPFS se debe a las fallas en el sistema de protección, control, monitoreo y medición con un promedio de 4h20min fuera de servicio de la subestación seguido de las fallas en el equipo primario con una duración de 3 horas (Fig 3.6).

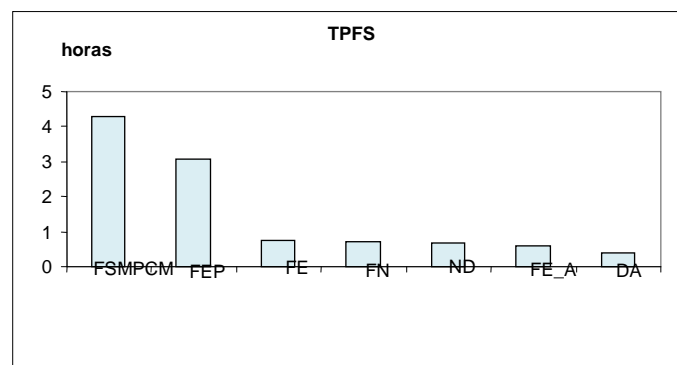


Fig.3.6. Tiempo promedio fuera de servicio.

El mayor TPO se dan en el equipo primario y desconexiones accidentales (Fig 3.7).

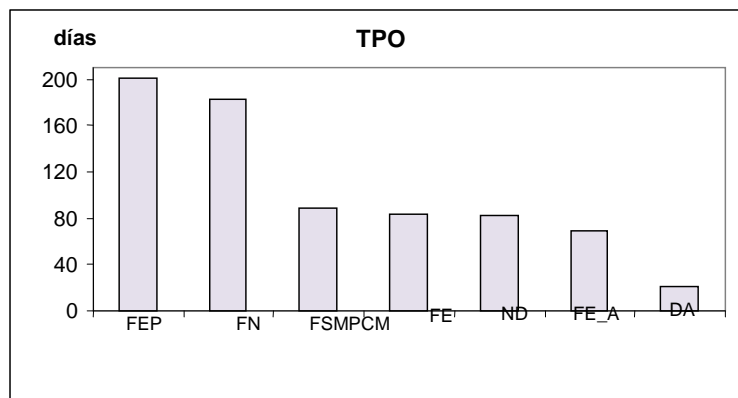


Fig.3.7. Tiempo operativo más probable.

### 3.2.8 FALLA EN EL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTROL Y/O MEDICIÓN

Se reportan las siguientes fallas de este tipo:

- Disparo por defecto en el sistema de monitoreo y medición de temperatura (cables, sensores, desconfiguración de hardware y software del monitor de temperatura, defecto en circuito de acondicionamiento de señal del sensor de temperatura), dando falsas alarmas de sobret temperatura y provocando la desconexión de los transformadores de las subestaciones.
- Disparo por falla en los dispositivos mecánicos (de sobrepresión, relé buchholz)
- La no actuación de los relés del sistema de protección eléctrica. La distribución probabilística de la función “no actuación de los relés” es la **Distribución Exponencial**, pues la no operación de los relés son eventos aleatorios y la probabilidad de ocurrencia de eventos presentes o futuros no dependen de los que hayan ocurrido en el pasado, es decir, la probabilidad de que un relé falle en un tiempo específico no depende del tiempo que ha venido funcionando este, motivo por el cual la distribución exponencial se dice que no tiene memoria.



### 3.2.9 FALLAS EN EL EQUIPO PRIMARIO

Se reportan las siguientes fallas de este tipo:

- Daños en los TC y TP del equipo alta, baja y terciario del transformador; para lo cual se debe verificar la calibración los relés de protección.
- Deterioros y fisuras en la porcelana del equipo primario.
- Deterioro en los interruptores, lo más indicado es hacer un cambio inmediato de los mismos.

### 3.3 SALIDAS DE TRANSFORMADORES DEBIDO A MANTENIMIENTOS

#### 3.3.1 MANTENIMIENTO POR SUBESTACIONES

Las subestaciones cuyos transformadores han salido de servicio por mantenimiento se muestran en la figura 3.8.

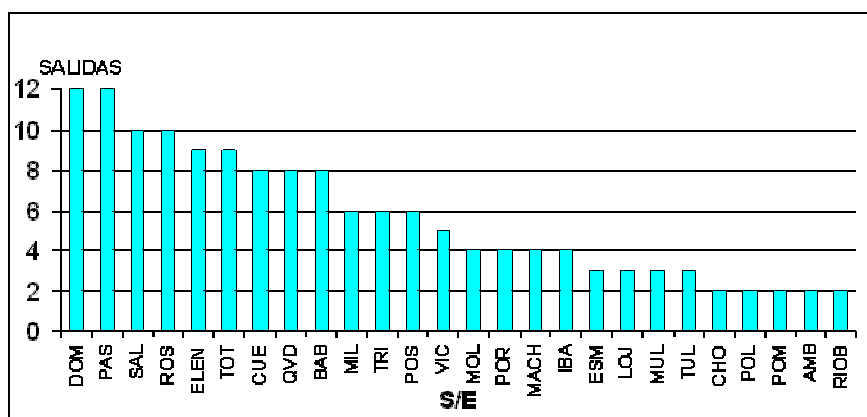


Fig.3.8. Desconexiones de subestaciones por mantenimiento de los transformadores propios y externos

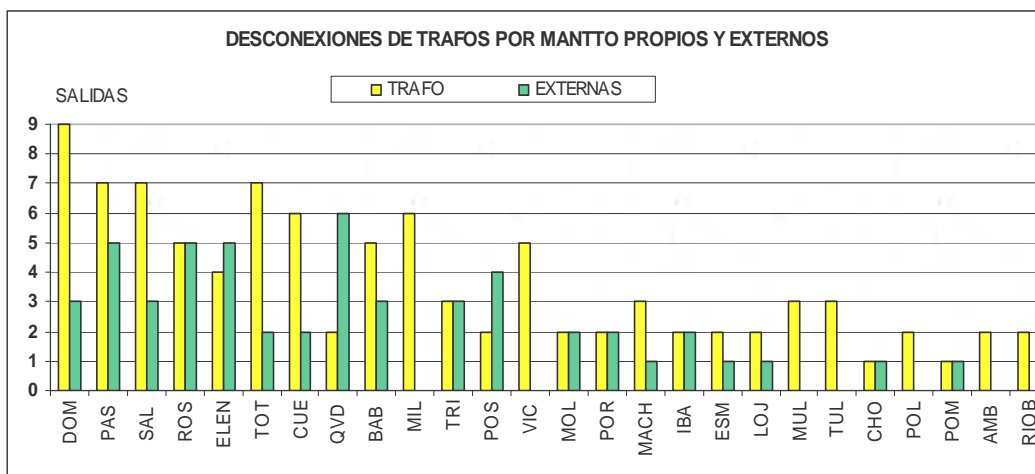


Fig.3.9. Desconexiones de transformadores por mantenimientos propios y externos

Las “desconexiones en transformadores por mantenimiento propios” se entienden a cualquier actividad o tarea en el transformador que requiera la desconexión del mismo como: mantenimientos multianuales y correctivos, cambios de fase, pruebas eléctricas, cambios de empaques.

Las S/E que mayor registro de interrupciones de servicio por mantenimiento de sus transformadores y equipos primarios son Pascuales y Santo Domingo (figura 3.8), pero las mayores interrupciones de servicio debido a mantenimiento en los transformadores se registran en Santo Domingo, Pascuales y Totoras (figura 3.9).

### 3.4 SALIDAS DE SERVICIO DE SUBESTACIONES POR MANTENIMIENTOS Y FALLAS

Las mayores salidas de subestaciones se dan en el año 2001 y 2004 (Tabla 3.6), registrándose más salidas por mantenimiento que por fallas (Fig 3.13).

MES \ AÑO	AÑO							TOTAL
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
MANTENIMIENTO	17	18	28	19	26	39	24	171
FALLA	26	18	32	21	19	28	19	163

Tabla 3.6.- Salidas por mantenimiento y falla.

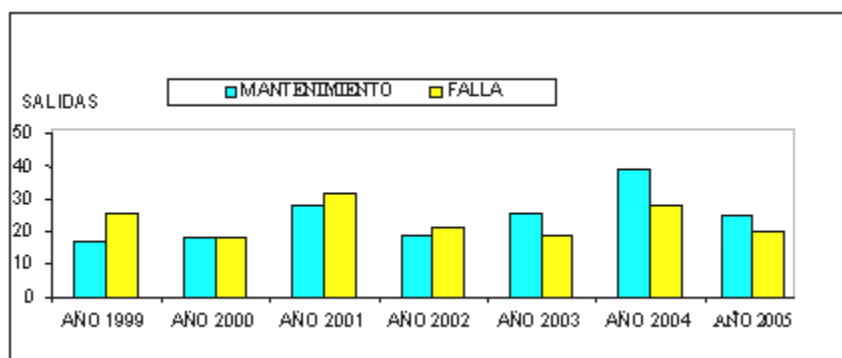


Fig.3.13. Comparación entre mantenimiento y falla.

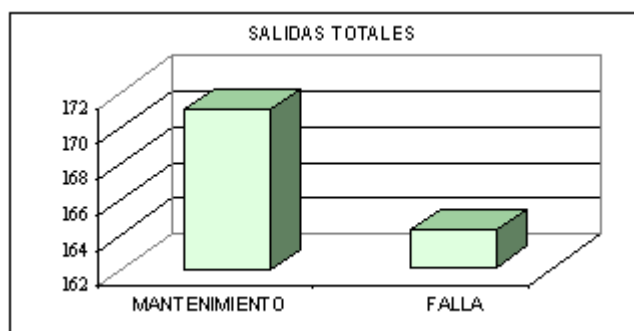


Fig.3.14. Salidas totales.

TRANSELECTRIC para fines de mantenimiento clasifica a los transformadores en grupos teniendo en cuenta la edad y nivel de voltaje de los mismos, ver **ANEXO C**.

### 3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES SEGÚN SU TOPOLOGÍA

Es necesario buscar una tipología que caracterice a un transformador para agruparlos e identificarlos dentro de ciertas clases, esta clasificación se debe realizar en base a criterios como:

- Zona de ubicación e instalación
- Condiciones Operativas

- Tiempo de operación
- Número de desconexiones

Al tener una tipología de transformadores, se puede encontrar (en caso de existir) una correspondencia con la frecuencia de mantenimiento realizadas al transformador, esto puede ser de vital importancia para la toma de nuevas estrategias en las políticas del mantenimiento. El objetivo de tener una tipología es reducir los costos y frecuencia de mantenimiento, manteniendo la misma confiabilidad y disponibilidad actual del sistema.

Para mejorar la confiabilidad del sistema es necesario realizar estudios del tipo y frecuencia de mantenimiento que se deben realizar en cada una de las Subestaciones, para de esta manera optimizar las tareas de mantenimiento disminuyendo las interrupciones del servicio eléctrico en los transformadores.

En la Tabla 3.7 se muestra la cargabilidad, tiempo de operación, salidas por mantenimiento de las subestaciones más afectadas por las desconexiones acorde a la figura 3.9.

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	MARCA	MVA	CARGABILIDAD %	SALIDAS POR MANT.	DATO DE FABRICACIÓN		AÑOS VIDA	EVALUACIÓN	
						FABRIC.	ENERGIZA		CARG	EDAD
SANTA ROSA	ATU	OSAKA	375	78,96	4	1980	1982	23	D	4
	TRN	ITALTRAFO	75	81,16	1	1978	1980	25	D	5
PASCUALES	ATU	OSAKA	375	53,15	4	1978	1980	25	B	5
	ATT	CENEMESA	375	63,22	3		1982	23	B	4
	OHIO	OHIO	175	96,37	5	1964	1998	41	E	5
MILAGRO	ATK	OSAKA	165	62,3	4	1981	1983	22	B	4
	ATU	PAUWELS	140	77,33	2	2000	2001	4	D	1
BABAHOYO	ATQ	CENEMESA	55	82,83	5	1979	1981	24	D	4
MULALO	ATQ	CENEMESA	55	53,28	3	1989	1991	14	B	3
MACHALA	ATQ	MITSUBISHI	100	86,3	3	1986	1988	17	D	3
STA. ELENA	ATQ	MITSUBISHI	50	79,83	4	1986	1988	17	D	3
TULCÁN	ATQ	MITSUBISHI	33	39,82	3	1986	1988	17	A	3
SALITRAL	ATQ	DI LEGNANO	150	68,72	4	1978	1980	25	C	5
	ATR	MITSUBISHI	150	65,69	3	1998	2001	4	C	1
STO. DOMINGO	ATU	OSAKA	165	56,38	5	1978	1980	25	B	5
	ATR	OSAKA	100	57,25	4	1978	1980	25	B	5
CUENCA	ATQ	OSAKA	100	86,16	6	1980	1982	23	D	4
TOTORAS	ATT	ITALTRAFO	128	88,23	5	1973	1982	23	D	4
	ATQ	ITALTRAFO	60	100,86	2	1973	1982	23	E	4

Tabla 3.7.- Datos principales para subestaciones más afectadas por las desconexiones.

### 3.5.1 CARGABILIDAD

La asignación de grupos para la cargabilidad expuesto en la tabla 3.8 se explica en la tabla siguiente:

Grup	CARGABILIDAD %		PROMEDIO	N° TRAFOS	% TRAFOS
A	51	39	45	1	5
B	64	51,4	58	6	32
C	76	64	70	2	11
D	89	76	82	8	42
E	101	89	95	2	11

Tabla 3.8.- Clasificación por grupos según la cargabilidad de los transformadores.

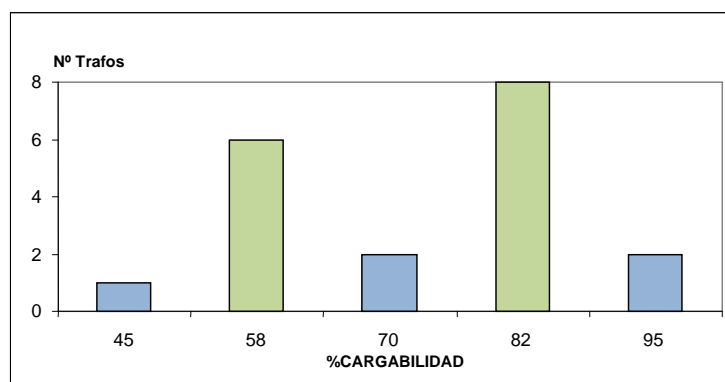


Fig.3.15. Relación entre el número de transformadores que han salido por mantenimiento y el porcentaje de cargabilidad.

De la figura 3.15 se deduce que las frecuencias de mantenimientos establecidos en el período de análisis no dependen de la cargabilidad del transformador.

### 3.5.2 TIEMPO DE OPERACIÓN

A continuación se analiza el número de transformadores que se han visto afectados por la edad.

Grup	Edad de Trafos	PROMEDIO	Nº Trafos	% Trafos
1	5	0	3	11
2	10	5	8	0
3	20	10	15	21
4	25	20	23	63
5	adelante	25	30	5

Tabla 3.9.- Porcentaje de transformadores afectados por la edad.

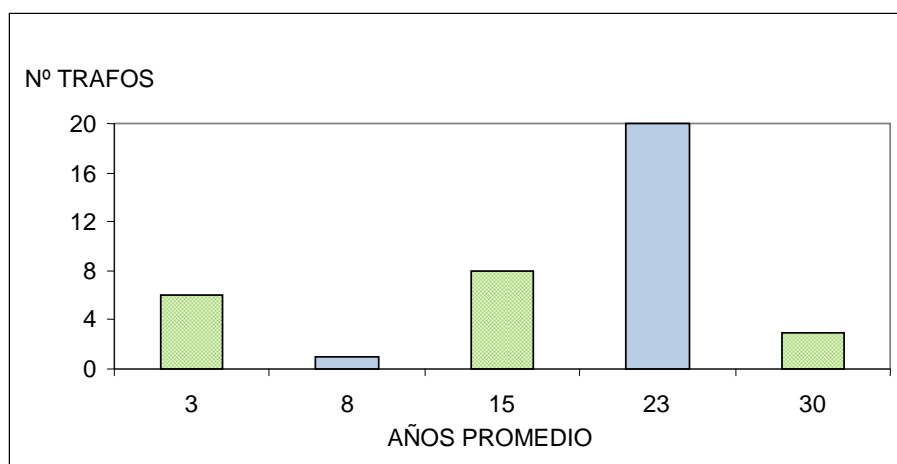


Fig.3.16. Relación entre el número de transformadores que han salido por mantenimiento y la edad de los mismos.

Se puede ver que la mayor cantidad de transformadores que han salido por mantenimiento en estos 7 años son aquellos que tienen un tiempo de 23 años de operación (figura 3.16), esto se debe a un comportamiento natural en la vida de los transformadores.

### 3.5.3 NIVEL DE VOLTAJE

En la Tabla 3.10 se analiza el número de transformadores que se han dado mantenimiento y se verifica si tienen una relación directa con el nivel de voltaje.

VOLTAJE	MANTENIMIENTO
138/69	62
230/138	31
230/69	6

Tabla 3.10.- Mantenimiento de transformadores según nivel de voltaje.

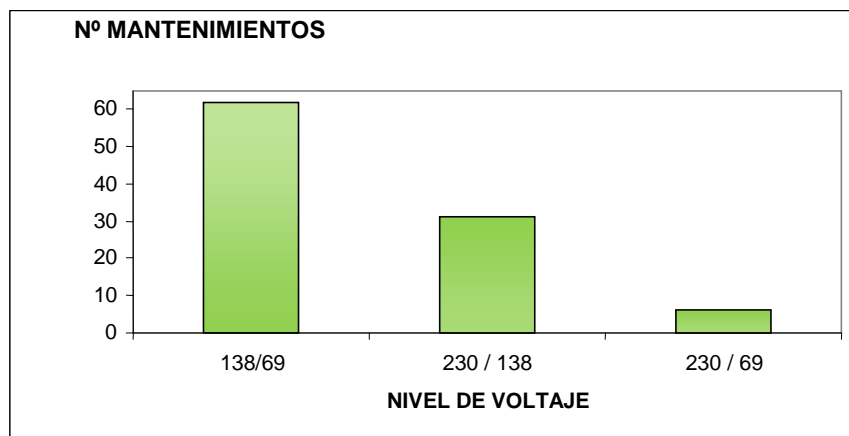


Fig.3.17. Salidas por mantenimiento de transformadores referido al nivel de voltaje.

Se aprecia que la mayor salida de transformadores por mantenimiento es en los de 138/69 kV esto puede deberse en gran parte a la influencia que existe ya sea en el lado de subtransmisión como en el de distribución, debido a que es manejado por distintas empresas.

### 3.5.4 ZONA DE UBICACIÓN

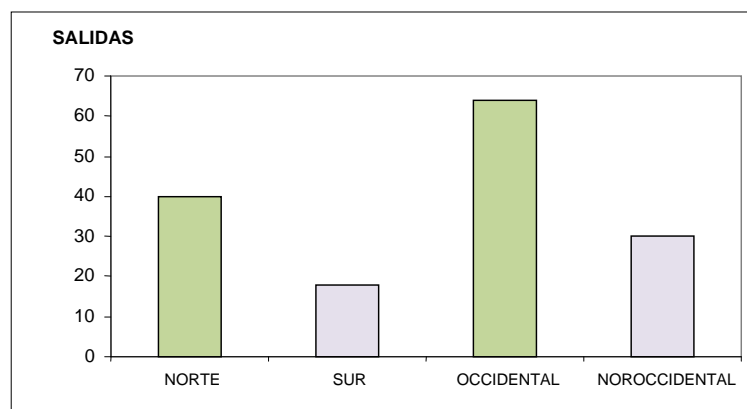


Fig.3.18.-Salidas de transformadores debido a mantenimiento y zonas de ubicación.

La causa por la que exista mayor número de salidas por mantenimiento en la zona Occidental es debido en gran parte a la humedad que existe en este sector que corresponde a la Costa.

Según TRANSELECTRIC la *disponibilidad del Sistema* es de **97.28%**, ver **ANEXO D**.

### 3.6 ANÁLISIS DE LAS SALIDAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE 1999 A 2005

Se inicia observando el comportamiento de las Líneas de Transmisión que pertenecen al anillo de 230 kV de nuestro Sistema, ver figura 3.19; aunque la Línea de Interconexión es de este voltaje no se la analizará debido a que su configuración es radial.

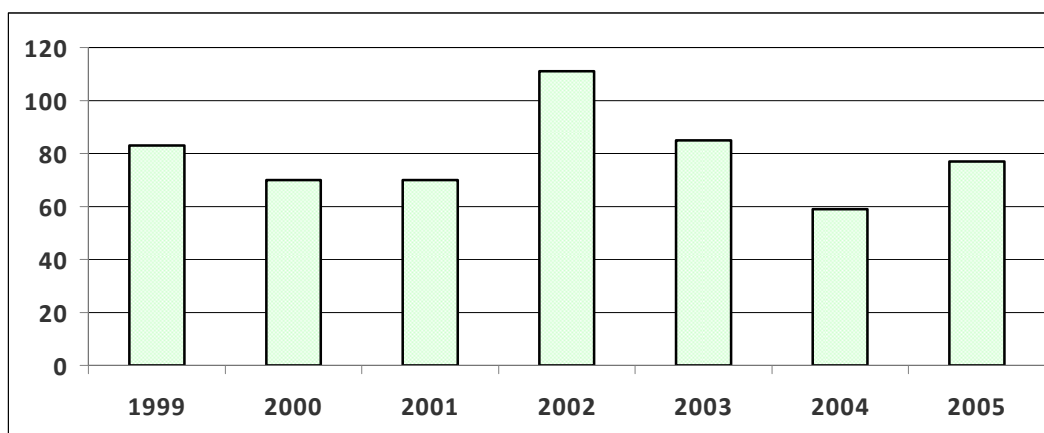


Fig.3.19. Salidas de Líneas de Transmisión

Para el año 2002 se tiene el mayor número de desconexiones con un total 111 que representan el 20% del número total, mientras que en el año 2004 se presenta el menor número.

En el caso de las Líneas de Subtransmisión (figura 3.20) el mayor número de desconexiones se presenta en el año 2005 y el menor número en el año 2000.



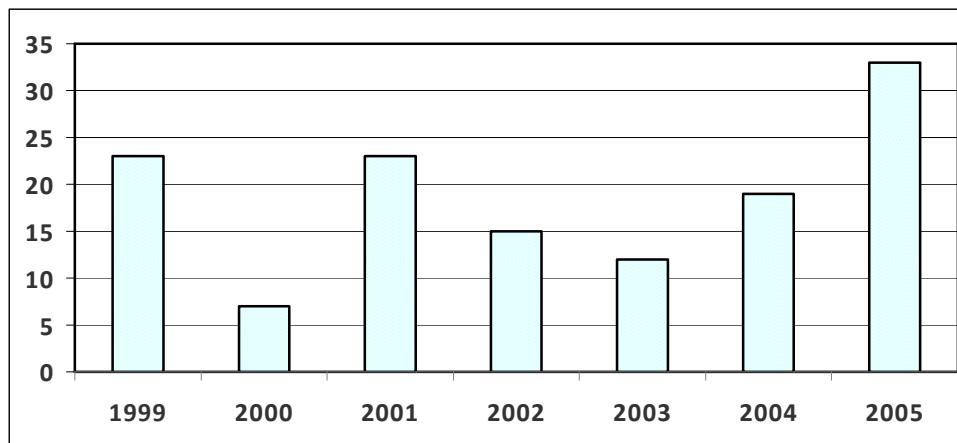


Fig.3.20. Salidas de Líneas de Subtransmisión

En lo que se refiere a la Interconexión con Colombia, el comportamiento de la Línea de doble circuito de 230 kV Pomasqui – Jamondino se observa en la figura 3.21 la misma que ingreso el 1 de marzo del 2003 con un enlace máximo de 250 MW. En este año se tiene el 27% del total de número de salidas debido a que el sistema estuvo asimilando la influencia física de la Interconexión y conforme el transcurso del tiempo se observa la disminución de desconexiones, sin olvidar que el día en que ingreso dicha interconexión se produjo un colapso de todo el Sistema Nacional Interconectado.

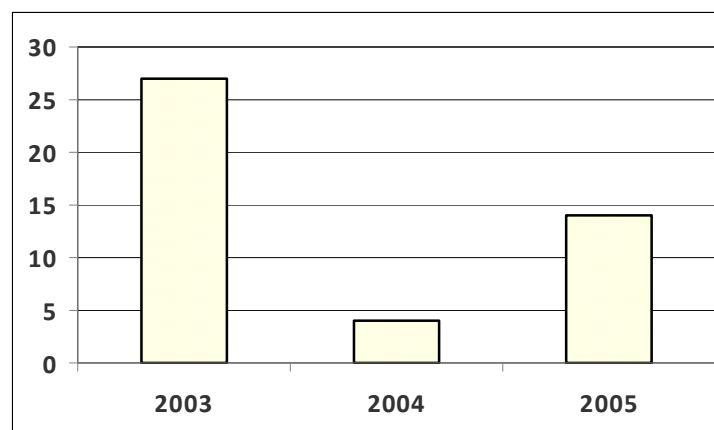


Fig.3.21. Salidas de la Interconexión con Colombia

En la figura 3.22 se puede apreciar las líneas de Transmisión (L/T) y Subtransmisión (LS/T) que mayor número de salidas presentaron en el periodo

estudiado las mismas que posteriormente en el capítulo 5 servirá para analizarlas como contingencias más severas al programa DTS.

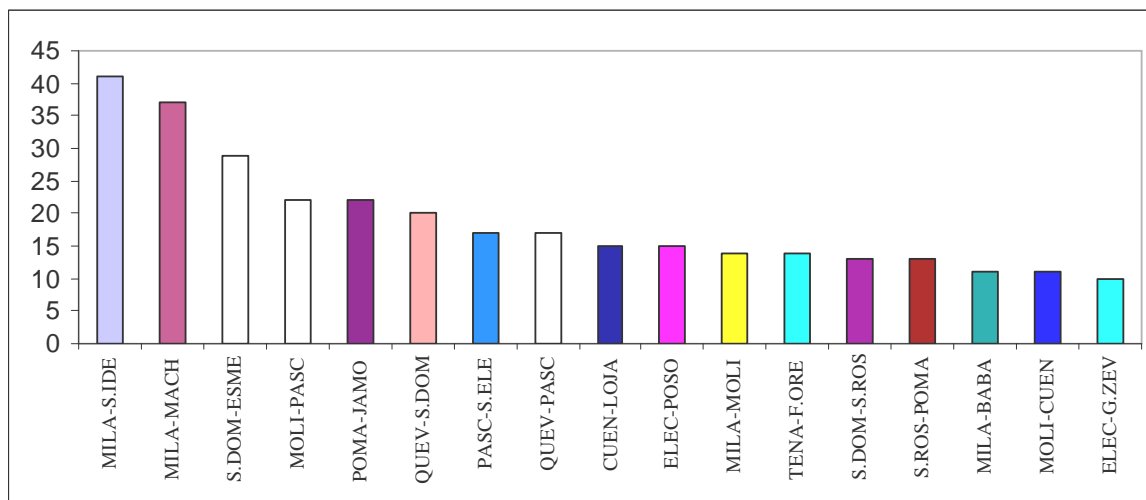


Fig.3.22. Líneas de mayor número de Salidas de 1999 al 2005

De lo observado anteriormente las líneas que más desconexiones presentan son las de la Región Costa debido a que se encuentra en un clima húmedo.

Se analizará el comportamiento de las líneas en los 7 años estudiados para tener una idea del año en que han ocurrido mayor número de fallas.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TOTAL
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	83	70	70	111	85	59	77	<b>555</b>
LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	23	7	23	15	12	19	33	<b>132</b>
<b>TOTAL</b>	<b>106</b>	<b>77</b>	<b>93</b>	<b>126</b>	<b>97</b>	<b>78</b>	<b>110</b>	<b>687</b>

Tabla 3.11.- Número de salidas de L/T y LS/T por año.

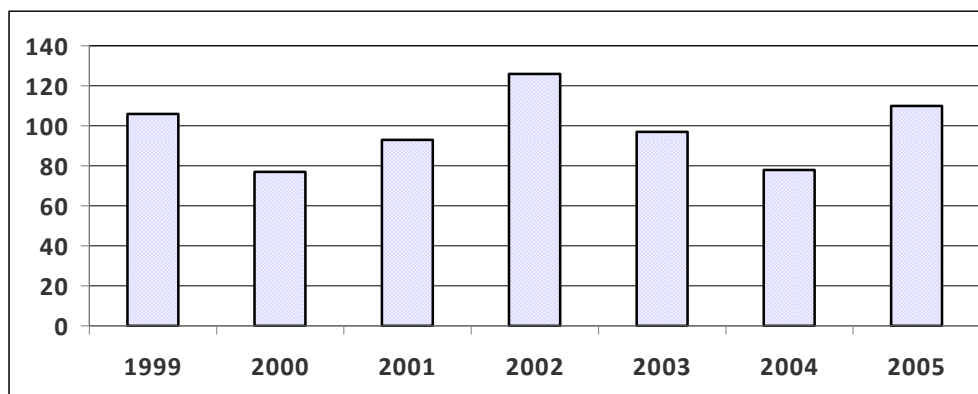


Fig.3.23. Número de salidas totales de L/T y LS/T.

De lo indicado en el año 2002 se presenta el mayor número de salidas de las cuales el 88% son Líneas de Transmisión esto en gran parte se debe a que no se alcanzaba a abastecer la demanda por lo que era urgente la Interconexión, en el 2005 se aprecia un claro aumento en comparación al año 2004 de similar manera a los años 2002 a 2003 este fenómeno se presenta porque sigue existiendo incremento en la demanda de energía en todo el país lo que provoca sobrecarga de circuitos y por ende el disparo de protecciones, por tanto la necesidad sustancial de implementar mayor generación.

### 3.6.1 RESUMEN DE FALLAS EN L/T Y LS/T EN EL S.N.I. DESDE 1999 AL 2005

Es importante tener una visión general de las fallas que ocurren en las líneas de transmisión del S.N.I. con base a datos históricos registrados. Tales fenómenos se puede apreciar en la tabla 3.11 y el gráfico 3.24, de donde se puede concluir que el mayor número de fallas en líneas de transmisión se da en el 2002, que es justamente un año antes de la Interconexión de 230kV con Colombia.

NÚMERO DE FALLAS								
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TOTAL
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	83	70	70	111	85	59	77	555
SUBTRANSMISIÓN	23	7	23	15	12	19	33	132
INTERCONEXIÓN 230 KV CON COLOMBIA	0	0	0	0	27	4	14	45
<b>TOTAL</b>	<b>106</b>	<b>77</b>	<b>93</b>	<b>126</b>	<b>124</b>	<b>82</b>	<b>124</b>	<b>732</b>

Tabla 3.12.- Resumen General de Fallas de 1999 al 2005

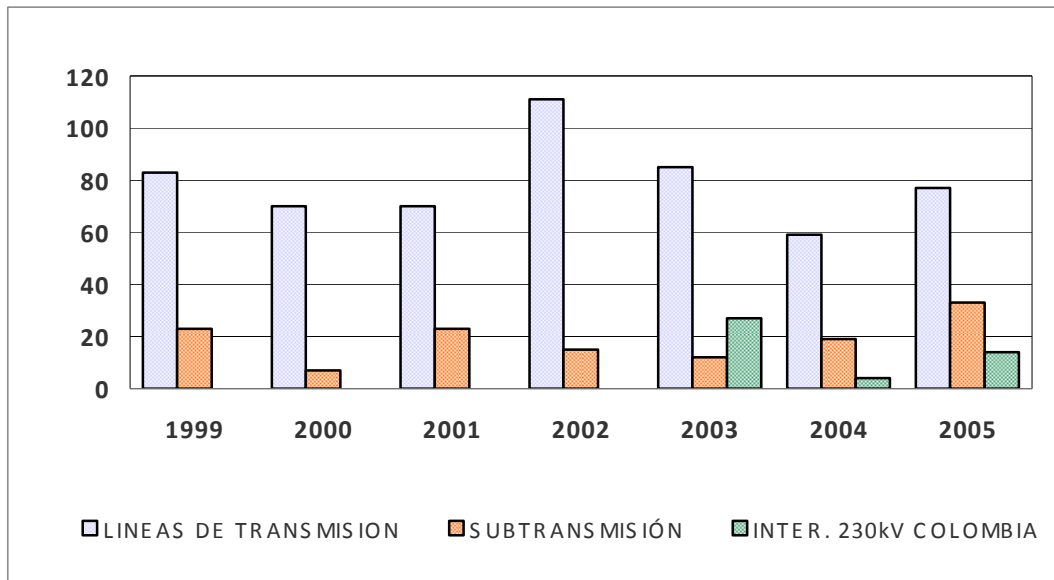


Fig.3.24. Resumen General de Fallas de 1999 al 2005

No se puede dejar de lado el análisis en porcentaje tanto de Líneas de Transmisión, Subtransmisión, Interconexión mostrado en la figura 3.25 y el porcentaje de salidas en general por años figura 3.26, donde se observa que la mayor cantidad de salidas se da en las líneas de transmisión.

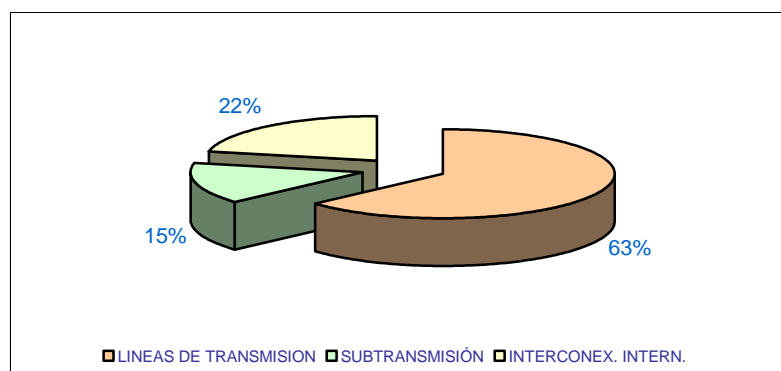


Fig.3.25. Porcentaje de fallas en L/T, LS/T e Interconexión

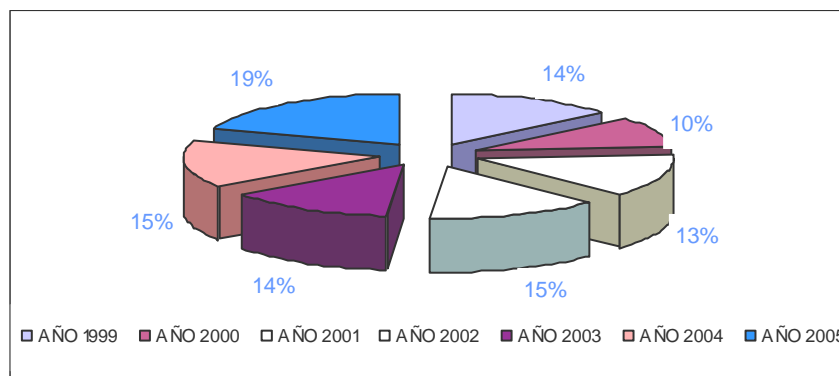


Fig.3.26. Porcentaje de salidas de L/T y LS/T por año

A medida que ha pasado el tiempo la Interconexión internacional con Colombia se ve fortalecida; se observa que la energía no suministrada ha disminuido notablemente (figura 3.27) por lo que tal Intercambio de potencia ha sido muy beneficioso para el país en lo que se refiere a cubrir la demanda del país ver **ANEXO E**, esto se debe además a que se ha superado los problemas que conllevan unir físicamente dos sistemas grandes y principalmente porque pasa a ser parte de un sistema más robusto.

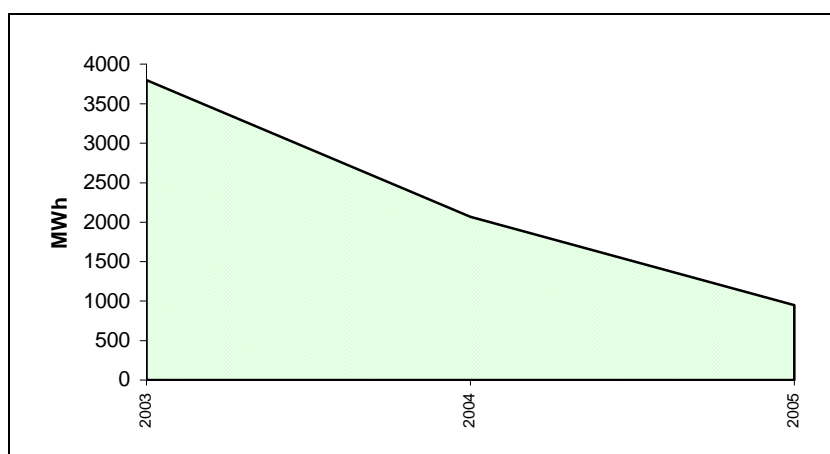


Fig.3.27. Evolución anual de la energía no suministrada por fallas en la interconexión Colombia - Ecuador 230 kV periodo 2003 - 2005

## CAPÍTULO 4

# MANUAL DE USO PARA EL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DEL DTS

El programa de Análisis de Contingencia predice en estado estable las condiciones que puede adquirir el sistema de potencia, luego de la salida o desconexión de uno o varios componentes del sistema, los mismos que pueden ser:

- Buses o barras
- Unidades de Generación
- Puntos de inyección de generación en el bus
- Puntos de inyección de carga en el bus
- Circuitos, incluye conexión de líneas y transformadores,
- Apertura de disyuntores
- Cierre de disyuntores

El método utilizado en el Análisis de Contingencia (CA) está basado en ecuaciones de flujos de potencia en DC, que resultan de la linealización del método Newton - Raphson Desacoplado Rápido (su demostración se indica posteriormente en este capítulo).

Hay tres modos de ejecución del Análisis de Contingencia:

- Análisis a tiempo Real - En este análisis, los resultados del Estimador de Estado (SE) para el sistema actual, se usa como caso base.
- Análisis Predictivo - La condición del sistema se analizará para tiempo futuro (por lo general dos horas en delante del sistema actual), el caso base lo establece el programa de Despacho de Flujo de Carga (DLF).
- Modo de Estudio - En este análisis, los resultados del Estimador de Estado o del Despacho de Flujo de Carga para el sistema actual, se usa como caso base.

El Análisis de Contingencias (CA) utiliza los resultados del Despacho de Flujo de Carga (DLF) para predecir rápidamente las condiciones del sistema de potencia para una serie de eventos que pueden suceder si existe la falla de un equipo del sistema. El proceso que se sigue para obtener el Análisis Detallado de una o varias contingencias es el que se indica en la figura 4.1.

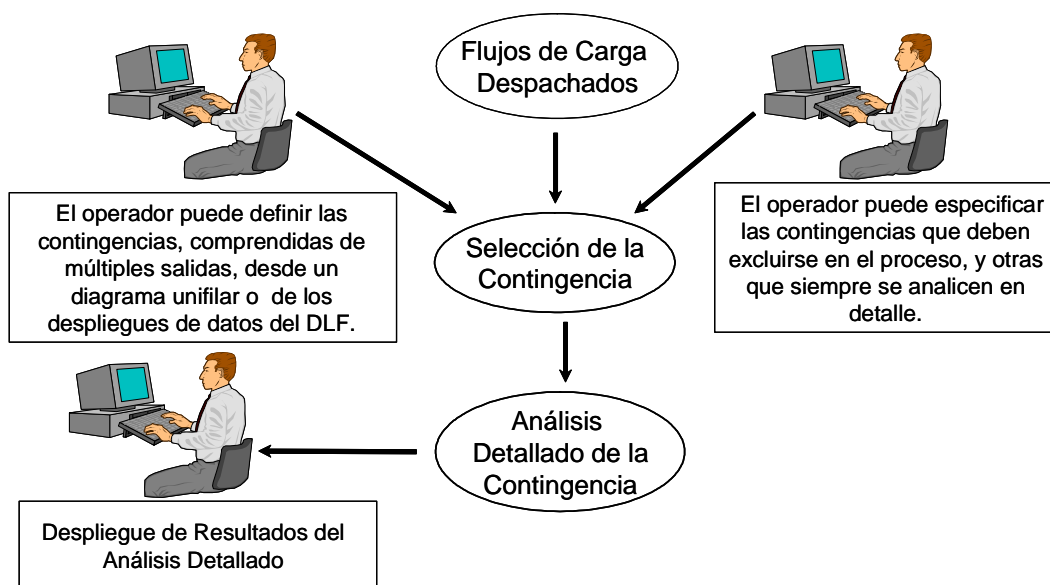


Fig.4.1. Proceso para analizar una Contingencia

#### 4.1 PASOS PARA ABRIR UN CASO EN EL DESPACHO DE FLUJO DE CARGA DLF

Se ingresa en el programa del Sistema de Manejo de Red (RANGERTM SYSTEM), en la parte superior presenta un menú de herramientas que tienen varias funciones; tal como se observa en la figura 4.2, y éstos son:

**SCADA:** Sistema de Control y Adquisición de datos

**Generation Control:** Control de Generación

**Production Planning:** Planificación de la producción

**DTS:** Sistema de Entrenamiento para Operadores

**Alarm Lists:** Listado de Alarmas que presenta el sistema de protección, medición y control

**Network Analysis:** Permite realizar el Análisis de la red. En este menú existen varias funciones, entre ellas tiene:

*Contingency Analysis (CA):* Análisis de Contingencia

*Dispatcher Load Flow (DLF):* Despacho de Flujo de Carga

*State Estimator (SE):* Estimador de Estados

Una vez ingresado al Sistema de Red, los pasos para abrir un caso válido en el DLF son los siguientes:

- Seleccione *Network Analysis* y luego presione *Dispatcher Load Flow (DLF)*, entonces se despliega la pantalla principal del DLF, como se observa en la figura 4.2.

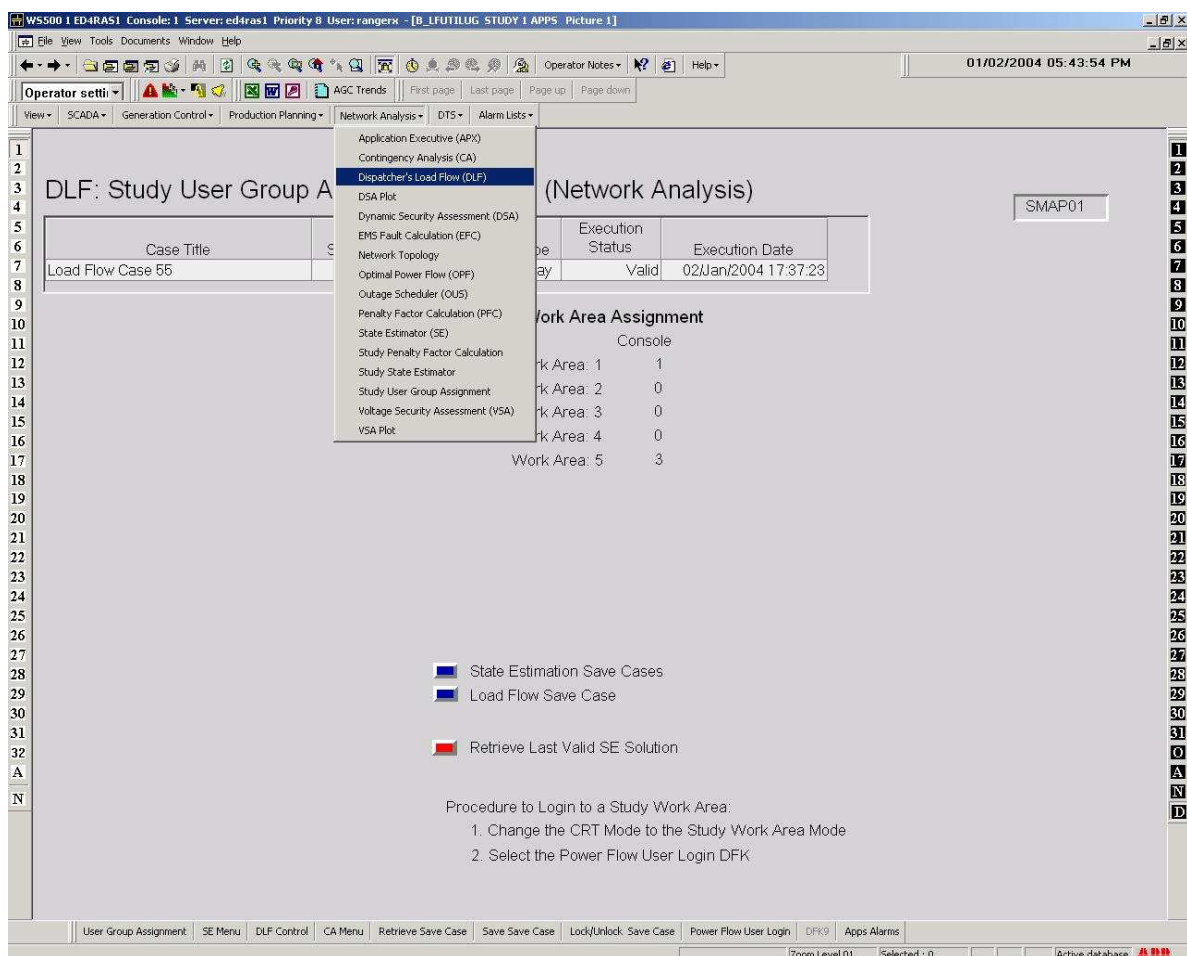


Fig.4.2. Pantalla del Despacho de Flujo de Carga



A continuación se describe la información que presenta la pantalla del DLF:

*Case Title.* Nombre con el que se guardó el caso o Flujo de Carga Despachado

*SnapshotDate/ Time.* Fecha y hora en la que se guardó el caso

*Day Type.* Día en el que se guardó el caso

*Execution Status.* Estado de ejecución. *Valid* significa caso válido

*Execution Date.* Fecha y hora en que se realizó la última ejecución del DLF *SMAP01.* (Study Mode Application) Modo de estudio elegido 1. Existen cinco

*Work Area Assignment.* Área de trabajo asignada

Además existen varias funciones dinámicas, y éstas son:

*State Estimation Save Cases.* Casos guardados del Estimador de Estados

*Load Flow Save Case.* Casos guardados de Flujo de Carga

*Retrieve Last Valid SE Solution.* Permite recuperar la información de la última solución del Estimador de Estados

*User Group Assignment.* Asignación al grupo de usuarios

*SE Menu.* Menú principal del Estimador de Estados

*DLF Control.* Control del DLF

*CA Menu.* Menú principal del Análisis de Contingencia

*Retrieve Save Case.* Recuperar un caso guardado

*Save Save Case.* Permite guardar un caso

*Lock/Unlock Save Case.* Se puede colocar o quitar un seguro a un caso guardado, para evitar que el caso elegido sea utilizado por otro usuario al mismo tiempo

*Utilice Study User Login.* Permite al usuario conectarse al modo de estudio escogido

*Apps Alarms.* Aplicaciones de las alarmas

- En el Display Mode ubicado en la parte superior de la pantalla del DLF, escoger un modo de estudio de los 5 existentes, este despliegue es igual al

indicado en la figura 4.3. El modo escogido aparece automáticamente en la parte derecha del menú del DLF indicado con la palabra *SMAP*.

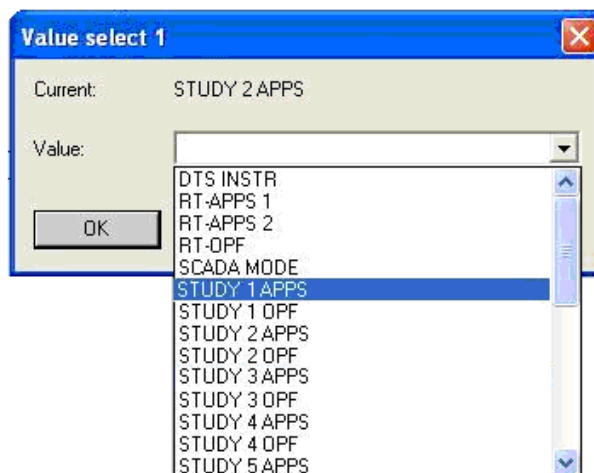


Fig.4.3. Display para elegir un modo de estudio

- En la parte inferior de la pantalla del DLF presione la pestaña *Utilice Study User Login* para que el número de la *Work Area* sea el mismo del modo de estudio elegido. El número de la estación de trabajo en la que se encuentre trabajando el operador es indicado en la *Work Area*.

Por ejemplo, en la figura 4.7 indica que la consola 4 (estación de trabajo número 4 del operador) ha sido asignada a la *Work Area* 2 en el modo de estudio 2 (*SMAP02*), el número 0 indica que la consola no está en uso.

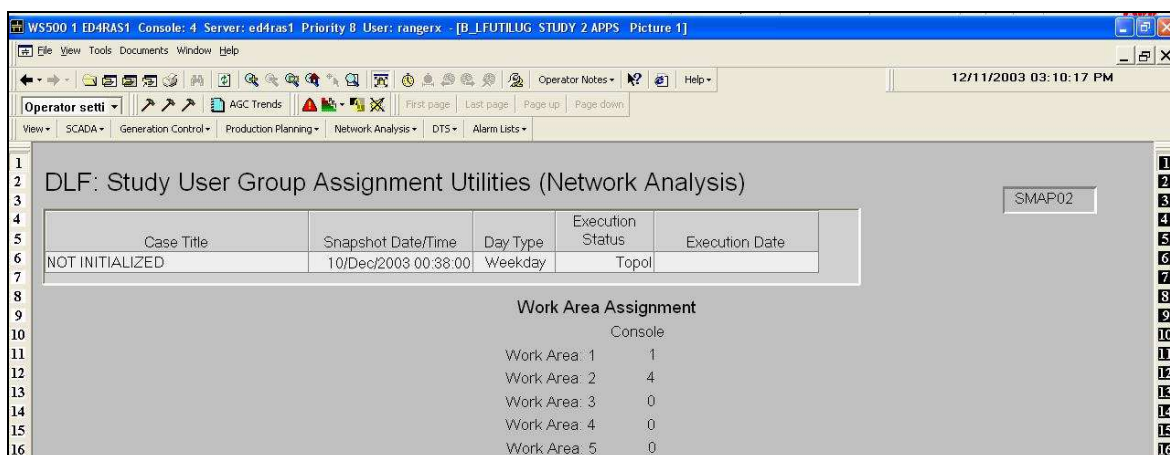


Fig.4.4. Asignación de una Consola a su Área de trabajo

- Elegir un caso guardado. Se tiene entonces 2 posibilidades: elegir el caso a partir de *State Estimation Save Cases* o desde *Load Flow Save Case* (funciones dinámicas azules de la pantalla del DLF figura 4.2).

Si elige el caso desde *State Estimation Save Cases*, la pantalla que se despliega es la indicada en la figura 4.5 (de similar manera es para *Load Flow Save Case*).

Case Title	Snapshot Date/Time	Day Type	Execution Status	Execution Date
TWO ISLAND Case 45	01/Jan/2003 00:00:00	Weekday	Valid	02/Jan/2004 17:28:46

State Estimator Results Save Case       Retrieve Save Case Description

Enter DLF Save Case Number:

Case No	Case Title	Date/Time	Console	Case Status
37	Initial Load Flow Case	25/Oct/2003 10:33:00	0	Yes
38	Load Flow (Normal)	04/Sep/2003 10:27:40	1	Yes
39	Load Flow (FULL)	04/Sep/2003 09:15:51	0	Yes
40	RGP TEST 051903	04/Sep/2003 09:15:09	3	Yes
41	Load Flow Case 41	04/Sep/2003 09:14:00	0	Yes
42	Load Flow Case 42	04/Sep/2003 09:11:55	0	Yes
43	Base Case Used for Structured DL	04/Sep/2003 09:10:25	0	Yes
44	TWO ISLAND Case 44	04/Sep/2003 09:08:44	0	Yes
45	TWO ISLAND Case 45	04/Sep/2003 09:26:28	0	Yes
46	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No
47	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No
48	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No
49	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No
50	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No
51	2002/0624 oos, gen flg & PS set	17/Nov/2003 10:56:16	0	Yes
52	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No
53	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No
54	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No
55	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No
56	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No
57	SAVE CASE NOT INITIALIZED		0	No

User Group Assignment   SE Menu   DLF Control   DFL4   Retrieve Save Case   Save Save Case   Lock/Unlock/Save Case   Power Flow User Login   DFL3   Apps Alarms  
 Zoom Level 01   Selected : 0   Active database ABB

Fig.4.5. Casos Guardados en el Estimador de Estados del DLF

La descripción de cada término de la figura 4.5 se indica a continuación:

*Retrieve Save Case Description.* Función dinámica, se utiliza para obtener una descripción más detallada de un caso guardado.

*Enter DLF Save Case Number.* Ingrese el número de caso guardado en el DLF que se va a analizar.

*Case No.* Número del caso guardado.

*Case Title.* Nombre con el que se guardó el caso o Flujo de Carga Despachado.

*Date/ Time.* Fecha y hora en la que se guardó el caso.

*Console.* Consola o estación de trabajo del operador.

0 indica que ninguna consola está utilizando el caso guardado respectivo, distinto de 0 indica que el caso está en uso

*Case Status.* Estado del caso. YES significa caso válido, NO caso no válido

Los demás términos y funciones son iguales a los descritos anteriormente.

- 5) En el recuadro de *Enter DLF Save Case Number*, de un click derecho con el mouse del computador y manualmente ingrese el número de caso guardado que desee analizar, asegurarlo con *Lock/Unlock Save Case*, y seleccione *Retrieve Save Case* para recuperarlo.
- 6) Presionar las pestañas *User Group Assigment* y *Study User Login* ubicadas en la parte inferior de la pantalla principal del DLF.

Los resultados del caso elegido en el DLF quedan listos para ser estudiados en el Análisis de Contingencia.

## **4.2 PASOS PARA UTILIZAR EL ANÁLISIS DE CONTINGENCIA**

Existen dos maneras de ingresar al Menú principal del Análisis de Contingencias:

- 1) Presionando la pestaña *CA Menu* ubicada en la parte inferior de la pantalla del Despacho de Flujo de Carga.
- 2) Seleccionando *Network Analysis* de la barra de herramientas de la pantalla del Despacho de Flujo de Carga, y luego, presionando la función *Contingency Análisis (CA)*.

En el Menú principal de Análisis de Contingencia (figura 4.6) existen varias funciones dinámicas y de información, mismas que se describen a continuación:

## PROGRAM STATUS

Estos datos indican el estado del programa en el proceso de: Definición (*Definition*), Selección (*Selection*) y Análisis Detallado (*Detailed Analysis*).

*Execution Status in Progress.* Estado de ejecución en progreso. Si no se encuentra en progreso se indica *No*, caso contrario *Yes*.

*Time of Last Execution.* Fecha y hora de la última ejecución.

*Completion Status.* Estado completado. Si no se a completado la Definición se indica *Invalid*, caso contrario *Valid* ; de similar manera para la Selección y Análisis Detallado.

The screenshot shows the 'CA: Main Menu' window. At the top, there is a table with the following data:

Case Title	Snapshot Date/Time	Day Type	Execution Status	Execution Date	Name Alias
Load Flow (Normal)	1082392676	Weekday	Valid	05/Feb/2004 17:52:15	Custom

Below the table is the 'PROGRAM STATUS' section:

	Definition	Selection	Detailed Analysis
Execution Status in Progress.....	No	No	No
Time of Last Execution.....	30/Jan/2004 12:24	05/Feb/2004 17:51	05/Feb/2004 17:52
Completion Status.....	Valid	Valid	Valid

The 'DISPLAYS' section is divided into three columns:

- Input:** Definition List, Group Information, Remedial Action Scheme Data, BusBar Performance Index Weights, Circuit Performance Index Weights, Flow Gate Performance Index Weights, Gen Unit Dist Fact/Perf Index Wts, BIG Pts. Dist Fact/Perf Index Wts, Load Transfer Summary.
- Output:** Selection List, Detailed Analysis Results, New Cases Analyzed Since Last CA Run, Out-of-Limit Bus Summary, Circuit Flow Violations, Dropped Load Summary, Activated RAS in Contingency Detail Analysis.
- Tuning:** Control Parameters, Load Flow Solution Tuning Parameters, CA Miscellaneous Tuning Parameters, Composite Violation Output Sequence.

The 'EXECUTION CONTROL' section has three buttons: Selection, Detailed Analysis, and Selection & Detailed Analysis.

Fig.4.6. Menú Principal del Análisis de Contingencias

## **DISPLAYS**

Indica varios despliegues de entrada (Input), salida (Output) y sincronización (Tuning), correspondientes al Análisis de Contingencias.

### **Input**

*Definition List.* Aquí se define la lista de contingencias a simularse.

*Group Information.* Información del grupo de contingencias, aquí puede prohibir las contingencias que no desea simular.

*Remedial Action Scheme (RAS) Data.* Datos del Esquema de Acción Remediadora. RAS, es un conjunto de contingencias predefinidas en respuesta a varias condiciones de disparo.

*Bus Bar Performance Index Weights.* Indica la contribución proporcional de violaciones por límite de voltaje que hace cada barra, para evaluar el índice de actuación de potencia reactiva, para una contingencia en particular.

*Circuit Performance Index Weights.* Muestra la contribución proporcional de sobrecarga que hace cada circuito, para evaluar el índice de actuación del flujo de potencia, para una contingencia en particular.

*Gen Unit Dist Fact/Perf Index Wts.* Generating Unit Distribution Factors and Performance Index Weights. Indica la contribución proporcional de MVAR de salida de un generador, y permite evaluar el índice de actuación de potencia reactiva, para una contingencia en particular.

*BIG Pts. Dist Fact/Perf Index Wts.* Bus Injection Generation Point Distribution Factors and Performance Index Weights. Indica la contribución proporcional individual de MVAR de salida, de cada punto de generación inyectado en una barra, para evaluar el índice de actuación de potencia reactiva, para una contingencia en particular.

*Load Transfer Summary.* Resumen de Carga Transferida, muestra todos los puntos de carga transferidos de una barra a otra y el porcentaje transferido.

### **Output**

*Selection List.* Lista las contingencias que son seleccionadas para ser simuladas.

*Detailed Analysis.* Análisis detallado de todas las contingencias que fueron seleccionadas.

*New Cases Analyzed Since Last CA Run.* Indica las nuevas contingencias que se agregaron, para que sean seleccionadas en la última simulación del CA.

*Out of Limit Bus Summary.* Resumen de todas las barras que presentan violaciones por límites de voltaje luego de simularse las contingencias.

*Circuit Flow Violations.* Indica todos los circuitos que se encuentran sobrecargados debido a las contingencias simuladas.

*Dropped Load Summary.* Resumen de todas las barras que perdieron carga luego de simularse las contingencias.

*Activated RAS in Contingency Detail Analysis.* Permite activar el RAS (Remedial Action Scheme) en el Análisis Detallado de Contingencias.

### Tuning

*Control Parameters.* Parámetros de Control, proporciona el estado de las funciones principales del CA: Contingency Definition, Contingency Selection, y Contingency Detailed Analysis.

*Load Flow Solution Tuning Parameters.* Parámetros de la solución de flujo de carga.

*CA Miscellaneous Tuning Parameters.* Misceláneo de Parámetros del CA, indica globalmente los límites de: voltaje, generación de reactivos y flujo de MVA en los circuitos.

## **EXECUTION CONTROL**

Son funciones de Control que permiten ejecutar al Análisis de Contingencia.

*Selection.* Selección de las contingencias que se simulan.

*Detailed Analysis.* Análisis Detallado de las contingencias que se simulan.

*Selection & Detailed Analysis.* Selección y Análisis Detallado de las contingencias que se simulan.

En la parte inferior del Menú de Análisis de Contingencias se tiene:

*User Group Assignment.* Asignación al grupo de usuarios

*SE Menu.* Menú principal del Estimador de Estados

*DLF Control.* Control del DLF

*Apps Alarms.* Aplicaciones de las alarmas

El proceso a seguir para obtener los Resultados de cada una de las contingencias que se van a analizar es el siguiente:

- a) Definición o modificación de las contingencias,
- b) Selección de las contingencias,
- c) Análisis Detallado de las contingencias.

#### **4.2.1 DEFINICIÓN DE LAS CONTINGENCIAS**

La Definición de contingencia es el proceso de definir las operaciones de apertura o cierre en disyuntores, salidas de líneas y transformadores, que comprende cada contingencia.

- Seleccione la función *Definition List* en el menú principal del CA (figura 4.7). En la parte inferior de esta pantalla presione *Start CA Definition* (Iniciar Definición) para abrir una Sesión de Definición de Contingencia, *YES* aparece en *Execution-in-Progress* que indica que la Sesión de Definición de Contingencia esta actualmente abierta.
- En el Área de Modificación (*Modify Area*) del menú de la Lista de Definición, haga click en *Contingency Name* para ingresar manualmente el nombre que desee asignar a una contingencia; de similar forma ingrese el número de grupo (*Group*) en el que va a ser procesada la contingencia. Luego haga click derecho en el nombre de la Contingencia ingresada y presione *Commit*, para poder continuar el proceso.



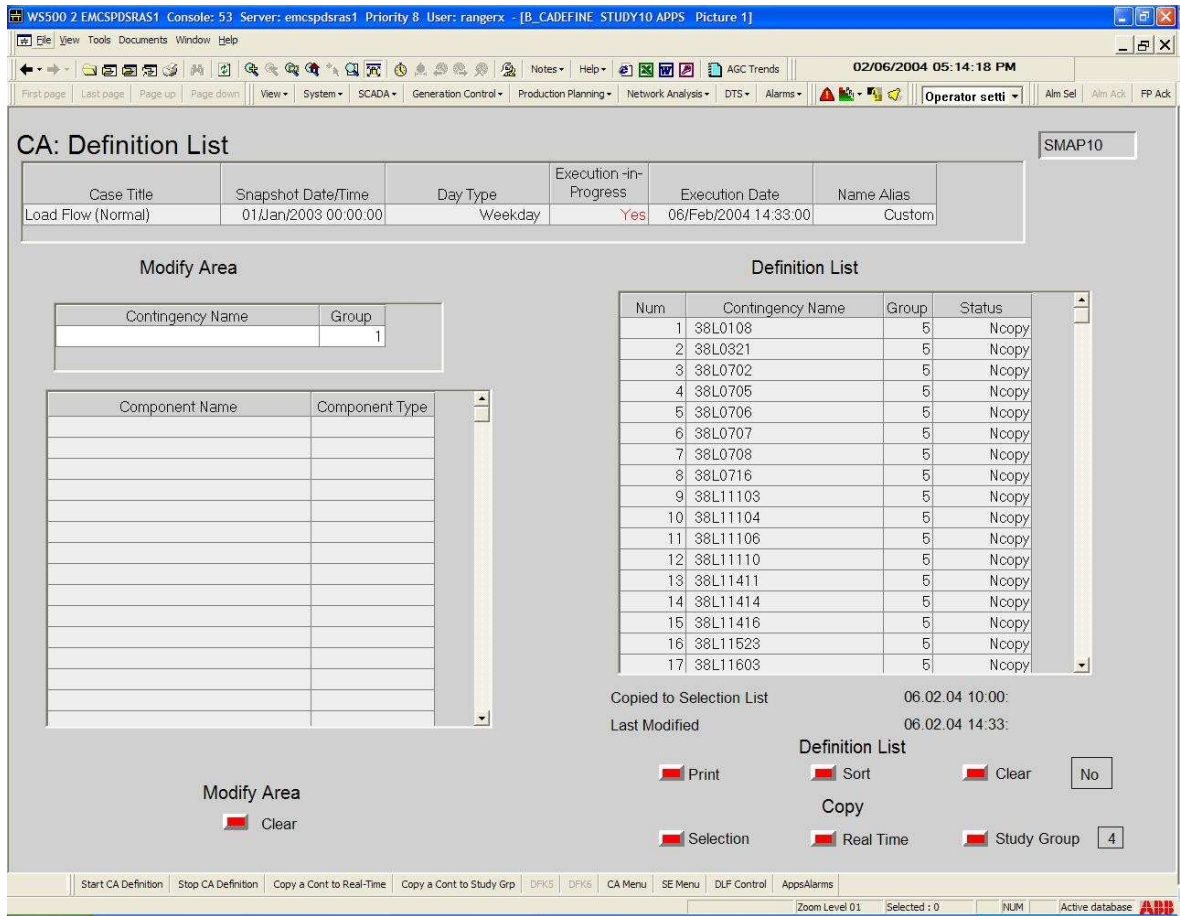


Fig.4.7. Menú para la Lista de Definición

- En la barra de herramientas del menú de la Lista de Definición, seleccionar *View (Ver)* y presionar *Contingency Analysis* para obtener las herramientas del Análisis de Contingencias (figura 4.8).

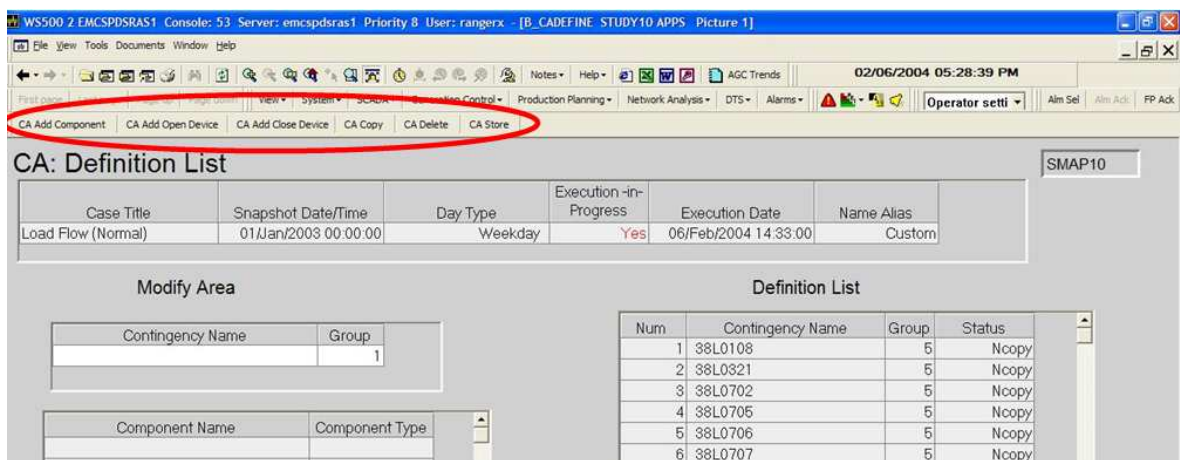


Fig.4.8. Herramientas del Análisis de Contingencias

Estas nuevas herramientas se describen a continuación:

*CA Add Component.* Permite agregar la salida de un componente (disyuntor, transformador, generador, etc) al Área de Modificación.

*CA Copy.* Sirve para copiar una contingencia de la Lista de Definición al Área de Modificación.

*CA Delete.* Permite borrar una contingencia de la Lista de Definición.

*CA Store.* Se utiliza para almacenar una nueva contingencia en la Lista de Definición.

- Elija el componente (disyuntor, generador, transformador, etc.) que va a salir y ser incorporado a la Contingencia. Se agrega la salida de un componente a la contingencia definida desde un diagrama unifilar (figura 4.9), al cual se puede acceder presionando *SCADA* en la barra de herramientas del menú Lista de Definición.
- Presione el botón *CA Add Component* en la Barra de herramientas del Análisis de Contingencia. El nombre y tipo del componente que va a salir o ser abierto aparece automáticamente en *Component Name* y *Component Type* del Área de Modificación.
- Una vez que todos los componentes de la contingencia han sido especificados, seleccione el botón *CA Store* en la Barra de herramientas del Análisis de Contingencia. La contingencia recientemente definida se agrega automáticamente al primer registro sin usar en la Lista de Definición.  
 Cuando un evento es nuevo aparece *Ncopy* en *Status* de Lista de Definición, indica que el evento no ha sido copiado a la lista de Selección; siempre se requiere que el evento sea copiado a la lista de selección para realizar el análisis.
- Para definir otras contingencias se sigue el procedimiento de Definición de Contingencias descrito anteriormente.

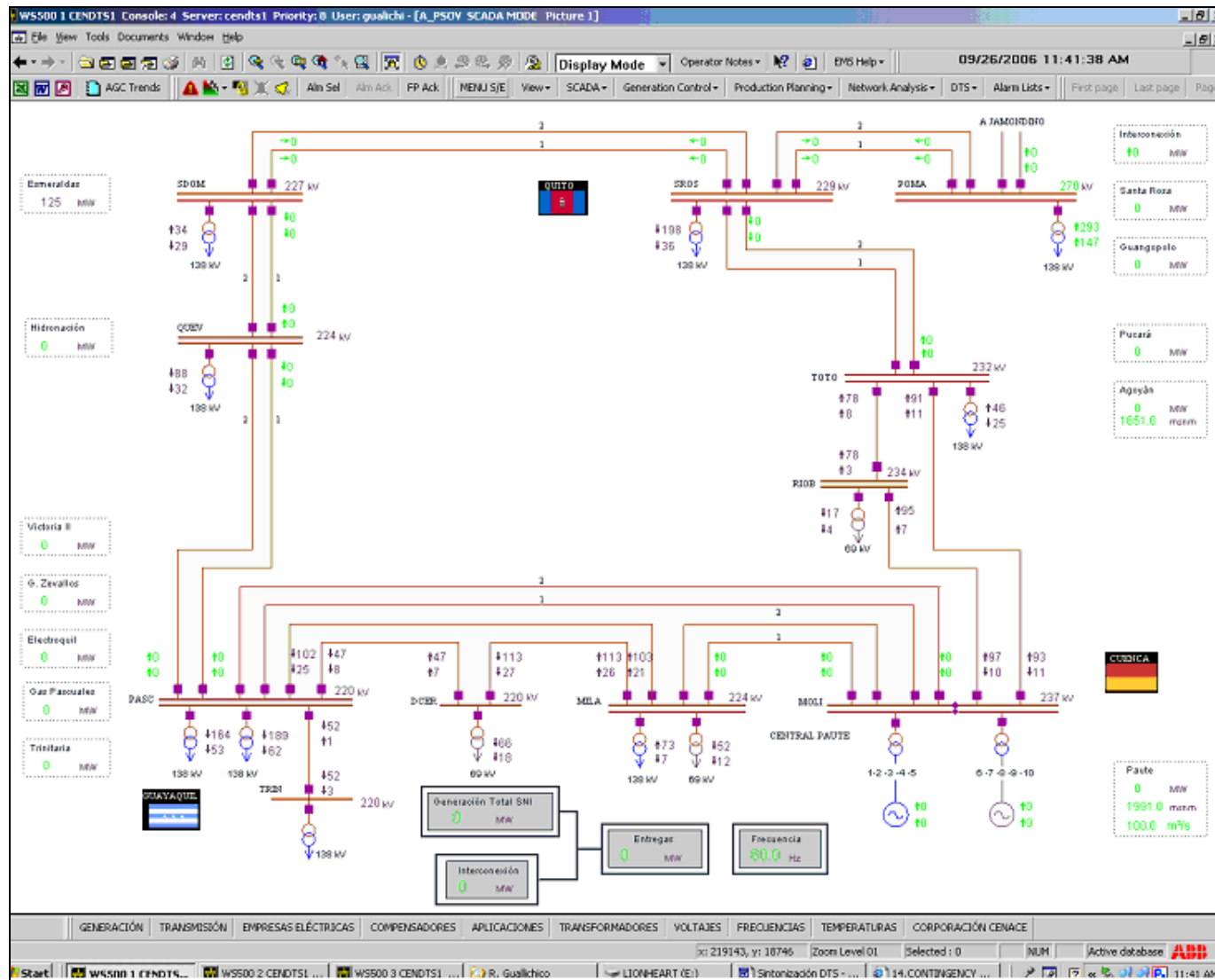


Fig.4.9. Diagrama Unifilar del S.N.I

- Para copiar todas las contingencias de la Lista de Definición a la Lista de Selección, seleccione la función *Copy to Selection* ubicada en la parte inferior derecha del menú de la Lista de Definición. Una vez que todas las contingencias se han copiado a la Lista de la Selección, aparece *Copied* en *Status* para cada una de las contingencias de la Lista de Definición.
- Para completar el proceso de Definición de Contingencia, la sesión de Definición siempre debe cerrarse. Seleccione la función *Stop CA Definition*, ubicada en la parte inferior del menú de Lista de Definición; entonces aparece *NO* en *Execution-in-Progress*, lo cual indica que la Sesión de Definición está cerrada.

Es posible manipular las listas de definición de contingencias para modificar ó eliminar eventos ó para crear una nueva contingencia a partir de una contingencia existente.

Para modificar se selecciona el nombre de la contingencia a ser cambiada de la Lista de Definición de Contingencia, y se presiona el botón *CA Copy* de la Barra de herramientas del Análisis de Contingencia. La contingencia a ser modificada aparecerá en *Modify Area* donde pueden agregarse y/o eliminarse componentes (disyuntores, líneas, seccionadores, etc.) como desee. Para agregar un componente se lo hace igual a lo mencionado anteriormente y para eliminarlo se selecciona el componente y se presiona *CA Delete* de la Barra de herramientas del Análisis de Contingencia.

Para eliminar una contingencia se selecciona el nombre de la contingencia a ser eliminada de la Lista de Definición, y se presiona el botón *CA Delete* de la Barra de herramientas del Análisis de Contingencia. Entonces la contingencia a ser eliminada desaparecerá de la Lista de Definición.

## 4.2.2 SELECCIÓN DE LAS CONTINGENCIAS

El orden en que las contingencias se despliegan en el display *Contingency Selection* (figura 4.10) es igual a la Lista de Definición de Contingencia, siendo la única excepción que las contingencias inválidas no aparecen en la Lista de Selección. En el proceso de Selección las contingencias son ordenadas por la severidad de los circuitos sobrecargados, y violaciones por límites de voltaje y potencia reactiva que ellas causan.

Los pasos a seguir para realizar la Selección de Contingencias es el siguiente:

- Ingrese a *Selection List* en el menú principal del CA para ver el estado de las contingencias seleccionadas.

Case Title	Date	Day Type	Execution Status	Execution Date
Trottier Power Flow Baseca...	01/Oct/2003 14:00:00	Weekday	Valid	18/Dec/2003 19:03:49

Base Case Status = Valid

Cntgcy No	Contingency Name	Group No	Select Process	Type	Status	Net Gen Change (MW)	Rank Power	Rank Volt
1	ADI_EDL_TR_230_11-A_126	1	Normal	Untype	Noproc	0.0	0	0
2	ADI_EDL_TR_230_12-A_125	1	Normal	Untype	Noproc	0.0	0	0
3	ATH_PLS_LY_345_91_159	1	Normal	Untype	Noproc	0.0	0	0
4	BAR_138_38B_PAR_1268	1	Inhibit	Untype	Noproc	0.0	0	0
5	BAR_FRE_RT_138_459_161	1	Normal	Untype	Noproc	0.0	0	0
6	BEA_ROT_AM_230_E205_166	1	Always	Untype	Noproc	0.0	0	0
7	BEC_NIA_A_230_PA27_169	1	Always	Untype	Noproc	0.0	0	0
8	BEC_NIA_A_345_PA30_167	1	Normal	Untype	Noproc	0.0	0	0

Fig.4.10. Display para la Selección de Contingencia

- Manualmente ingrese el tipo de proceso que desea realizar. Haga click derecho en *Select Process* en cada contingencia, se tiene varias opciones para elegir; entre ellas se tiene:

*Normal:* Contingencia normalmente procesada por la Selección de Contingencia.

*Inhibt:* Contingencia no procesada por la Selección de Contingencia.

*Always*: Siempre procesada por la Selección de Contingencia, y siempre escogida para el Análisis Detallado; sin tener en cuenta la severidad de los problemas que puede causar al sistema de potencia.

- Regrese al Menú Principal del CA para ver el estado y ejecutar la Selección de Contingencia y las funciones del Análisis Detallado.
- En el Menú del CA seleccione cualquiera de las funciones de *Execution Control (Selection, Detailed Analysis o Selection & Detailed Analysis)* para obtener el Análisis de Contingencia correspondiente.
- Retorne al display de *Contingency Selection* para observar los resultados obtenidos (*Type, Status, Net Gen Change, Rank Power, Rank Volt*) de las contingencias. Los mismos que para cada caso puede ser diferente como se indica a continuación:

### **Type**

*Untype*: Aún no ha sido determinada.

*Scirc*: Consiste en la salida de un circuito.

*Genlod*: Esta contingencia consiste de sólo unidad de generación, puntos de inyección de generación en la barra y puntos de inyección de carga en la barra que salen.

*Island*: Produce un cambio de isla de red.

*Busspt*: Produce una apertura de la barra.

*Multeq*: Radica en salidas de equipo y/o operaciones de seccionadores que no causan un cambio en la configuración de la red.

*Netchg*: Consiste en salidas de equipo y/o operaciones de disyuntores que causan un cambio en la configuración de la red.

### **Status**

*Noproc*: No fue procesada. Esto ocurre cuando la contingencia se ha inhibido (individualmente o por el grupo), o cuando la Selección de Contingencia no se ha ejecutado.

- Proc:* Se procesó por la Selección de Contingencia.
- Island:* Se procesó y producía apertura de la red en dos o más islas energizadas o combinando dos o más islas energizadas en uno.
- Maxgen:* La carga del sistema es mayor que la generación disponible total. Se procesó por la Selección de Contingencia.
- Mingen:* La carga del sistema es menor que la generación mínima total. Se procesó por la Selección de Contingencia.
- Nochnng:* No se procesó ya que todo el equipo a ser retirado ya está fuera de servicio, y todas las operaciones de seccionadores no producen ningún cambio en el estado de seccionadores del caso base.
- Inhibt:* No se procesó por la Selección de Contingencia desde que se inhibió por el operador, o solo o por el grupo.
- Invald:* Dio resultados de flujo de carga no válido.
- Ldshed:* Esta contingencia comenzó bajo el derramamiento de carga de frecuencia

### **Net Gen Change**

Cambio en la generación o carga total en MW debido a la contingencia, pérdida de carga (-) y pérdida de generación (+)

### **Rank Power y Rank Volt**

Un Índice de Actuación de Flujo de Potencia y un Índice de Actuación de Voltaje/Reactivos son calculados para cada contingencia, usando varios números de iteraciones de flujo de carga por el método desacoplado rápido.

A cada contingencia se da dos rankings con respecto a las otras contingencias, basados en sus dos índices de actuación. Las contingencias que producen las más severas condiciones de operación tienen los índices de actuación más grande y tienen el ranking más alto.

## 4.2.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DETALLADO DE CONTINGENCIAS

El display *Detailed Analysis Results* (figura 4.11) se lo encuentra en el Menú principal del CA, el cual presenta un resumen de resultados para cada contingencia que fue ejecutada en el *Detailed Analysis*.

Las contingencias se listan de acuerdo al orden de severidad de sus circuitos que resulten sobrecargados, seguido por la severidad de las violaciones por límites de voltaje de barra y generación de reactivos.

CA: Detailed Analysis Results

Case Title	Snapshot Date/Time	Day Type	Execution Status	Execution Date	Name Alias
Contingencias Roberto Gua...	04/Sep/2006 13:37:03	AfHoliday	Valid	11/Oct/2006 08:10:35	Custom

Base Case Status = Valid

Contingency Name	Group	Rank Power	Rank Voltage	Status	Net MW Change	Cont Num	Isolated Busbar	Violated Bus	Worst Out-of-Limit Bus	Limit Set	% Violation	Violated Circuit
Disp Pom - Sta Rosa1y2	1	8	8	Invalid	0.0	19	0	0		All	0.00	0
Disp Mol-Milag1y2	1	9	9	Invalid	0.0	12	0	0		All	0.00	0
Disparo Molino - Totoras	1	10	10	Invalid	0.0	27	0	0		All	0.00	0
Disp Mol-Pascu1y2	1	11	11	Invalid	0.0	14	0	0		All	0.00	0
Disp ATT Quevedo	1	12	14	Partial	0.0	1	0	4	QUEV230 BF_ITATT_STATT	Emerg	4.53	0
Disp ATU Sto Dom	1	13	13	Partial	0.0	4	0	4	SDOM13TRBF_TRATR_FETERC	Emerg	2.83	0
Disp DPer - Quev1y2	1	14	12	Partial	0.0	7	0	0		All	0.00	0
Disparo Pomasqui 1y 2	1	15	20	Max...	0.0	29	0	17	JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	Emerg	7.16	3
Disp Milag -DCerrit	1	16	16	Proc	0.0	9	0	22	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6.59	2
Disp Milagro -Pasc	1	17	22	Proc	0.0	10	0	21	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6.46	2
Disp Mol-Pascu1	1	18	18	Proc	0.0	13	0	22	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6.88	2
Disp Mol -Milag1	1	19	19	Proc	0.0	11	0	23	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6.83	2
Trafo ATU Pomasqui	1	20	15	Proc	-143.1	34	14	40	PANA34.5BF_TRTF-1_FEFICT	Emerg	27.96	2
Disp Totor - Sta Rosa1y2	1	21	17	Proc	0.0	23	0	21	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6.51	1

Execution In Progress: No  
Completion Status: Valid  
Number of Converged Cases: 14  
Number of Noncovered Cases: 11

Detailed Analysis

- Overloaded Flowgates
- Angle Out-of Limit
- Voltage Difference
- Overloaded Circuit MW
- Overloaded Circuit MVAR
- Available MVAR Reserve
- Apply Contingency to DLF
- Composite Violations

Fig.4.11. Resumen de Resultados del Análisis Detallado de Contingencias

De similar manera al display *Contingency Selection* en este Análisis Detallado se encuentra resultados con respecto a *Rank Power*, *Rank Volt*, *Net*



*MW Change* los mismos que pueden ser diferentes para cada caso como se indicó anteriormente.

Además se tiene otro tipo de información que puede variar según el resultado de la contingencia analizada como se indica en seguida:

### **Status**

*Proc:* Procesada por el Análisis Detallado.

*Island:* Se procesó y producía apertura de la red en dos o más islas energizadas o combinando dos o más islas energizadas en uno.

*Invalid:* La contingencia no fue procesada totalmente por el *Contingency Detailed Analysis* porque no pudo alcanzarse una solución de flujo de carga válida. Se ponen los índices de actuación de esta contingencia a algunos valores fijos; y además, tiene un alto ranking en los Resultados del Análisis Detallado para la atención del operador. Este estado indica que la contingencia es un caso severo.

*Maxgen:* La carga del sistema es mayor que la generación disponible total. Se procesó por el Análisis Detallado.

*Mingen:* La carga del sistema es menor que la generación mínima total. Se procesó por el Análisis Detallado.

*Ldshed:* Esta contingencia comenzó bajo el derramamiento de carga de frecuencia

### **Cont Numb**

Este número se refiere al número del registro que tuvo una contingencia en la Lista de Selección.

### **Isolated Busbar**

El número de barras que se han aislado como resultado de la contingencia.

**Violated Bus**

El número de barras cuyos voltajes han violado sus límites altos o bajos como resultado de la contingencia.

**Worst Out-of-Limit Bus and % Violation**

El nombre de la barra que tiene la peor condición fuera de límite y el porcentaje de violación fuera de límite como resultado de la contingencia.

**Violated Voltage Limit Set**

Pone en manifiesto el estado que tienen las barras debido a la violación en los límites de voltaje.

**Violated Circuits**

El número de circuitos sobrecargados como resultado de la contingencia.

**Worst Overloaded Circuit and % Violation**

El nombre del circuito más sobrecargado y el porcentaje de sobrecarga como resultado de la contingencia.

**Violated Circuit Limit Set**

Pone en manifiesto el estado en que se encuentran los circuitos que tienen violación por límite de flujo.

Para ver los resultados detallados de contingencia en particular, el operador primero debe seleccionar el nombre de la contingencia, luego selecciona una de las funciones de la parte inferior del display del *Detailed Analysis*.

Se pueden observar los resultados detallados de cada contingencia seleccionada **individualmente**, entre algunas de las opciones se tiene:

**ID List**

Indica las operaciones de disyuntores y salidas de componentes que comprenden la contingencia.

**Busses Out-Of-Limit**

Despliega el nombre de las barras que tienen las violaciones más severas por límite de voltaje.

**Overloaded Circuits**

Lista los circuitos que tienen sobrecargas más severas en MVA.

**Isolated Bus Bars**

Indica el nombre de las barras que han sido aisladas.

Al retornar al Menú principal del CA en los Displays *Output* (Out-Of-Limit Bus Summary, Circuit Flow Violations, Dropped Load Summary) se puede apreciar los resúmenes totales de las barras que tienen las violaciones más severas por límite de voltaje, los circuitos que tienen sobrecargas más severas, las barras en las que ha salido carga; es decir, aquí se visualiza los resultados de las contingencias analizadas en conjunto “no individualmente”.

Se puede realizar el análisis de contingencias sobre los resultados del Estimador de Estado, para realizar rápidos análisis en Tiempo Real de fallas en equipos. Cambiar el Display Mode a RT-APPS 1 y proceder como se ha explicado.

### **4.3 DEMOSTRACIÓN DEL MÉTODO BASADO EN LA LINEALIZACIÓN DE LAS ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA**

Es el método <sup>1</sup> para analizar los efectos de no sólo una sino múltiples contingencias, está basado en ecuaciones de flujo de potencia en DC. Estas ecuaciones, normalmente en número  $N - 1$  donde  $N$  es el número de barras, modela sólo el flujo de potencia real e ignora el flujo reactivo. En muchos casos todo las resistencias de la línea son ignoradas, y se asume que los flujos de la

<sup>1</sup> Demostración basada en: SULLIVAN, Robert. "Power System Planning".

línea son considerablemente menores que el límite de estabilidad de la línea en estado estable. Se obtiene un modelo lineal de la red para facilitar salidas de contingencia múltiples usando el principio de superposición. Para desarrollar las ecuaciones de flujo de potencia en DC, se debe empezar con las ecuaciones de flujo de potencia de AC normales:

$$P_i = \text{Real}(V_i^* \sum_j Y_{ij} V_j) \quad (4.1)$$

$$i = 1, \dots, N$$

$$Q_i = -\text{Im}(V_i^* \sum_j Y_{ij} V_j) \quad (4.2)$$

Asumiendo que las magnitudes de voltaje permanecen inalteradas e igualan a los valores del caso base, las ecuaciones de potencia reactiva inyectada neta en N pueden ignorarse, dejando solo las ecuaciones de potencia real en N. Siempre se debe especificar uno de los ángulos en nuestra barra de referencia o barra oscilante que se define como barra 1, entonces se simplifica a la ecuación 4.1 y se obtiene:

$$P_i = \text{Real}(V_i^* \sum_j Y_{ij} V_j) \quad i = 2, \dots, N$$

$$P_i = \text{Real}(|V_i| e^{-j\delta_i} \sum_j |Y_{ij}| e^{j\theta_{ij}} |V_j| e^{j\delta_j})$$

$$P_i = \text{Real}(\sum_j |V_i| |V_j| |Y_{ij}| e^{j(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)})$$

Despreciando las resistencias de la línea:

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = jB_{ij}$$

y

$$P_i = \sum_j |V_i| |V_j| B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad i = 2, \dots, N$$

Asumiendo que

$$|V_i| |V_j| B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \ll |V_i| |V_j| B_{ij}$$

$(\delta_i - \delta_j)$  debe ser lo suficientemente pequeño para que el seno de la diferencia angular puede ser reemplazado por la diferencia angular. Así:

$$P_i = \sum_j |V_i| |V_j| B_{ij} (\delta_i - \delta_j)$$

$$P_i = -\sum_{j=1}^{i-1} |V_i| |V_j| B_{ij} \delta_j + \delta_i \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| B_{ij} - \sum_{j=i+1}^N |V_i| |V_j| B_{ij} \delta_j$$

Suponiendo

$$K_{ii} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| B_{ij}$$

$$K_{ij} = -|V_i| |V_j| B_{ij}$$

Se tiene:

$$P_i = \sum_{j=1}^{i-1} K_{ij} \delta_j + K_{ii} \delta_i + \sum_{j=i+1}^N K_{ij} \delta_j \quad i = 2, \dots, N$$

En forma matricial se tiene:

$$P = K \delta \quad (4.3)$$

Claramente, si para una cierta potencia inyectada  $P$ , una línea o líneas son desconectadas, la matriz  $K$  y el vector  $\delta$  cambiarán de su valor del caso base  $K^0$ ,  $\delta^s$  por una cantidad  $\Delta K$  y  $\Delta \delta$  tal que:

$$P^0 = (K^0 + \Delta K)(\delta^s + \Delta \delta)$$

$$P^0 = K^0 \delta^s + \Delta K \delta^s + K^0 \Delta \delta + \Delta K \Delta \delta$$

Si el término no lineal  $\Delta K \Delta \delta$  es dejado, entonces:

$$P^0 \cong K^0 \delta^S + \Delta K \delta^S + K^0 \Delta \delta \quad (4.4)$$

De la ecuación 6.3

$$P^0 = K^0 \delta^S$$

ó

$$\Delta \delta = -(K^0)^{-1} \Delta K \delta^S \quad (4.5)$$

La ecuación 4.5 proporciona los cambios de voltaje y ángulo en la barra debido a los cambios de la red. Entonces el cambio en el flujo de potencia en la línea  $ij$  es:

$$P_{ij} = -K_{ij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \quad (4.6)$$

donde  $\Delta \delta_i$  y  $\Delta \delta_j$  son las componentes  $i$ 's y  $j$ 's de  $\Delta \delta$ , los efectos de las salidas de la línea en los flujos en línea están prontamente disponibles.

Es importante hacer énfasis en que  $(K^0)^{-1}$  sólo necesita ser computado una vez. Con tal de que el resto del caso base sea el mismo,  $(K^0)^{-1}$  es válido.

Usando la ecuación 4.5 simplemente: Si solo una contingencia es estudiada, tal que es desconectada la línea  $pq$ , entonces los únicos elementos en  $K^0$  que cambian son  $K_{pp}$ ,  $K_{pq}$  y  $K_{qq}$  dónde:

$$\begin{aligned} \Delta K_{pp} &= K_{pq} \\ \Delta K_{qq} &= K_{pq} \\ \Delta K_{pq} &= -K_{pq} \\ \Delta K_{qp} &= -K_{pq} \end{aligned} \quad (4.7)$$

Substituyendo la ecuación 4.7 en la ecuación 4.5, se tiene:

$$\Delta \delta^{pq} = -(K^0)^{-1} \begin{bmatrix} 0 \dots & 0 \dots & 0 \dots & 0 \\ \vdots & & & \\ 0 \dots & K_{pq} \dots & -K_{pq} \dots & 0 \\ \vdots & & & \\ 0 \dots & -K_{pq} \dots & K_{pq} \dots & 0 \\ \vdots & & & \\ 0 \dots & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \delta^S$$

$\uparrow \text{col. } p \quad \uparrow \text{col. } q$

$$\Delta \delta^{pq} = -(K^0)^{-1} (\delta_p^S \Delta K_p + \delta_q^S \Delta K_q) \quad (4.8)$$

Donde  $\Delta K_p$  y  $\Delta K_q$  representan las columnas  $p$ 's y  $q$ 's de la matriz  $\Delta K$ . Los cambios en los flujos de la línea debido a la pérdida la línea  $pq$  dada se obtiene por sustitución de los elementos apropiados de  $\Delta \delta^{pq}$  en la ecuación 4.6. La ecuación 4.8 puede usarse para obtener los efectos de cualquier contingencia en los flujos de la línea sustituyendo los datos apropiados en  $\Delta K$ . Por ejemplo, si se quiere determinar los efectos de desconectar la línea  $mn$ , entonces sólo sería necesario determinar  $\Delta K_m$ ,  $\Delta K_n$ ,  $\delta_m^0$  y  $\delta_n^0$  y sustituir en las ecuaciones 4.6 y 4.8 para obtener

$$\Delta \delta^{mn} = -(K^0)^{-1} (\delta_m^S \Delta K_m + \delta_n^S \Delta K_n) \quad (4.9)$$

y

$$\Delta P_{ij}^{mn} = -K_{ij} (\Delta \delta_i^{mn} - \Delta \delta_j^{mn}) \quad \text{para todo } ij \neq mn$$

De esta manera se obtiene fácilmente los efectos de cada contingencia en los sistemas de flujos de potencia, y se puede usar esta información para identificar cualquier condición de sobrecarga que debe resolverse.

Para analizar los efectos de una doble contingencia o para un orden superior es claro notar que la ecuación 4.5 es una función lineal de los cambios de red  $\Delta K$ .

Si se quiere el cambio en los flujos de la línea que ocurrirán al desconectar las líneas  $pq$  y  $mn$ , se debe notar que ningún trabajo de cálculo adicional es necesario, porque:

$$\Delta\delta^{pqmn} = \Delta\delta^{pq} + \Delta\delta^{mn} \quad (4.10)$$

y

$$\Delta P_{ij}^{pqmn} = \Delta P_{ij}^{pq} + \Delta P_{ij}^{mn} \quad \text{para todo } ij \neq pq \text{ ó } mn$$

La principal característica del método de flujo de potencia de DC es la facilidad de computar los efectos de salidas de contingencias múltiples de la información de una sola contingencia.

Es fácil mostrar por qué la superposición es válida en esta situación: Simplemente desconectando las líneas  $pq$  y  $mn$  simultáneamente, se calcula  $\Delta K$  y evalúa  $\Delta\delta$  usando la ecuación 4.5. En este caso:

$$\Delta K = \begin{bmatrix} 0 \cdots & 0 \cdots & 0 \cdots & 0 \cdots & 0 \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 \cdots & -K_{pq} & K_{pq} & 0 \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & K_{pq} & -K_{pq} & 0 \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & -K_{mn} \cdots & K_{mn} & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & K_{mn} & -K_{mn} & 0 \end{bmatrix}$$

Por consiguiente de la ecuación 4.5 se tiene:



$$\Delta\delta = -(K^0)^{-1}(\delta_p^S \Delta K_p + \delta_q^S \Delta K_q + \delta_m^S \Delta K_m + \delta_n^S \Delta K_n)$$

$$\Delta\delta = -(K^0)^{-1}(\delta_p^S \Delta K_p + \delta_q^S \Delta K_q) - (K^0)^{-1}(\delta_m^S \Delta K_m + \delta_n^S \Delta K_n)$$

De donde:

$$\Delta\delta^{pq} = -(K^0)^{-1}(\delta_p^S \Delta K_p + \delta_q^S \Delta K_q)$$

$$\Delta\delta^{mn} = -(K^0)^{-1}(\delta_m^S \Delta K_m + \delta_n^S \Delta K_n)$$

Entonces:

$$\Delta\delta = \Delta\delta^{pq} + \Delta\delta^{mn}$$

y

$$\Delta P_{ij} = \Delta P_{ij}^{pq} + \Delta P_{ij}^{mn}$$

## CAPÍTULO 5

### ANÁLISIS Y SOLUCIONES DE LAS CONTINGENCIAS MÁS SEVERAS Y FRECUENTES

#### 5.1 FLUJO DE CARGA UTILIZADO PARA EL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

En este análisis se utilizaron los resultados de Estudio del Despacho de Flujo de Carga DLF del día 04 de septiembre del 2004 a las 13h39 (resultados adjuntos en el **ANEXO F**). Este caso consta como válido en el historial del CENACE, y se usa como caso base.

Tales resultados indican el estado inicial (pre-contingencia) de los diferentes componentes del S.N.I. en forma detallada, que luego se compara con el nuevo estado (post-contingencia) obtenido luego de realizar las correspondientes simulaciones, además se los verifica debido a que en los despliegues de información obtenidos del Análisis Detallado de Contingencias constan los datos de estado inicial; éstos son:

**-Unidades de Generación** con el nombre de la barra a la que se encuentran regulando y el voltaje de generación. Los generadores presentan distintos estados como:

*Reg*: El generador se encuentra regulando correctamente.

*Maxreg*: El generador no regula; excede el límite de regulación máximo.

*Minreg*: El generador no regula; se encuentra por debajo del límite de regulación mínimo.

*Reg ON*: La unidad solo regula voltaje.

**-Barras de carga** con datos de Potencia Activa (MW) y Potencia Reactiva (Mvar) y pueden tener cualquiera de los siguientes estados:

*In:* Barra en servicio.

*Out:* Barra fuera de servicio.

**-Barras reguladas**, se indica quien realiza la regulación y el estado del bus:

*Ovhigh:* El voltaje de la barra se encuentra por encima del límite de operación.

*Unlow:* El voltaje de la barra se encuentra por debajo del límite de operación.

Su regulación esta determinada según la siguiente nomenclatura:

*G* Regulada por Generador o por generación inyectada en la barra.

*C* Regulada por Banco Capacitor Shunt

*R* Regulada por Banco Reactor Shunt

*T* Regulada por el LTC del Transformador

**-Circuitos** con sus respectivos flujos de potencia (VA, MW, Mvar) y además indica cuáles son las líneas que se encuentran sobrecargadas:

*In:* El flujo del circuito es adecuado.

*Ovhigh:* El flujo del circuito esta sobre el límite de operación.

**-Barras de flujo de carga.**

*In:* Barra en servicio.

*Ovhigh:* El voltaje de la barra se encuentra por encima del límite de operación.

*Unlow:* El voltaje de la barra se encuentra por debajo del límite de operación.

**-Transformadores** con sus valores de las posiciones del tap (mínimo, máximo y actual). Para diferenciar los distintos tipos tienen el siguiente código:

*T* tienen LTC

*P* Phase Shifter

*N* tap fijo

X no tiene cambiador de taps

-**Unidades shunt** (capacitor/reactor) indican la inyección de Mvar's.

## 5.2 CONTINGENCIAS MÁS FRECUENTES NO SIMULADAS

En la estadística por salidas de líneas de transmisión la que más número de fallas presentó (tabla 3.10) fue la línea de 138 kV **Milagro – San Idelfonso** a pesar que es la línea con menos tiempo de servicio en el S.N.I. pues existe desde el año 2002, la misma que no fue simulada debido a que en las observaciones encontradas no se determinan cuales fueron las causas que ocasionaran su desconexión y/o falla, como se indica en la figura 5.1.

En salidas debido a fenómenos naturales se incluye quema de caña de azúcar (representa el 33.3%) en zonas aledañas a la línea, por lo que se debería tener en cuenta este hecho al cual se lo podría solucionar poniendo sanciones a las personas que lo provocan.

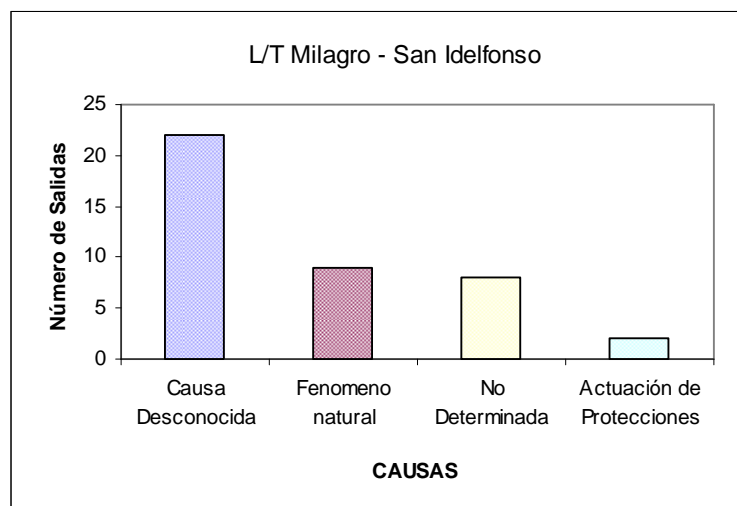


Fig.5.1. Salidas de la L/T Milagro - San Idelfonso desde 2002 - 2005

En el la figura 5.2 se ve que han existido un mayor número de salidas del circuito 1 en comparación con las salidas de los dos circuitos a la vez y un 13% más a las salidas de solo el circuito 2.

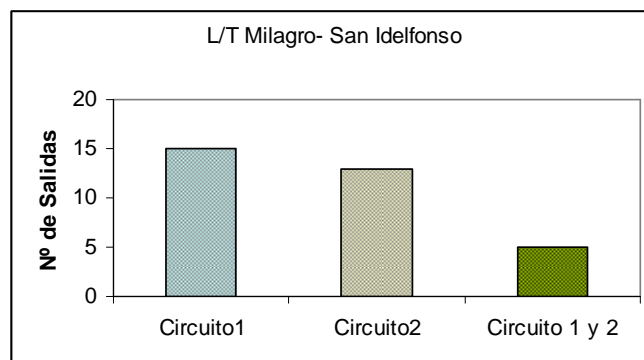


Fig.5.2. Comparación entre salidas de circuitos

La línea **Milagro – Machala** corresponde a la siguiente con mayor número de salidas. Hay que tener en cuenta que esta línea de doble circuito solo estuvo hasta el 2002 ya que ahora existe la línea Milagro - San Idelfonso - Machala por tanto no fue tomada en cuenta para la simulación, aún así se indica su comportamiento desde 1999 hasta el 2002 en la figura 5.3.

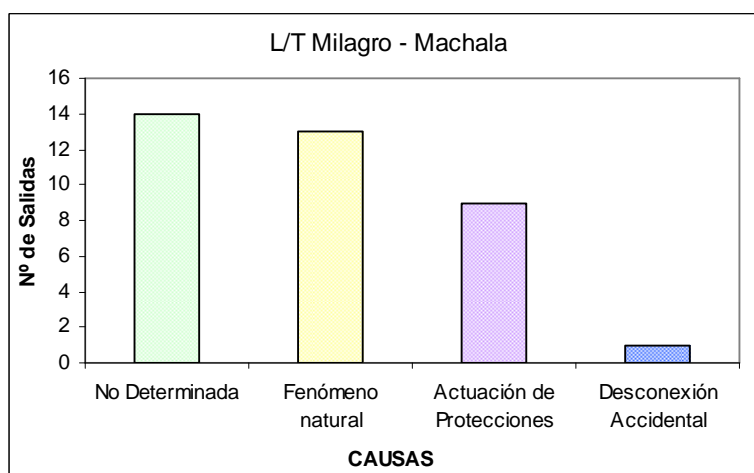


Fig.5.3. Salidas de la L/T Milagro - Machala desde 1999 - 2002

Por causas similares a las anteriores no se simuló la salida de la línea **Santo Domingo - Esmeraldas**. Al existir cortes de carga por lo general ingresa la Central Térmica Esmeraldas que se encarga de controlar la frecuencia y abastecer la zona aislada. Para su restablecimiento se coordina de la siguiente manera:

- Se cierra posición Esmeraldas 1, luego se cierra posición Santo Domingo 1; normalizando de esta manera el circuito 1.

-Se cierra posición Esmeraldas 2, consecuentemente se cierra posición Santo Domingo 2 a través de la posición de transferencia, normalizando el circuito 2.

En salidas causadas por fenómenos naturales (ver figura 5.4) estas representa el 45% del total esto se debe a que se encuentra en una zona de clima lluvioso y descargas eléctricas; y además se encuentra rodeada de una alta vegetación.

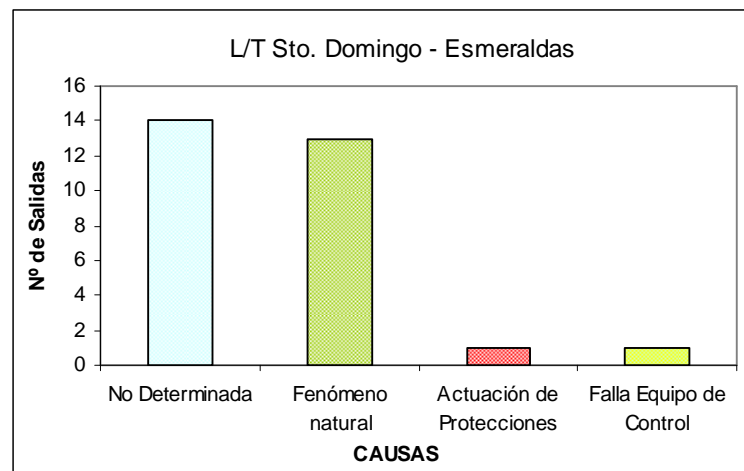


Fig.5.4. Salidas de la L/T Sto. Domingo - Esmeraldas desde 1999 - 2005

En este caso el circuito 1 es el que más veces ha salido durante este período en comparación del circuito 2 y de los dos a la vez (figura5.5), debido a esto generalmente la posición 2 de Santo Domingo se encuentra transferida.

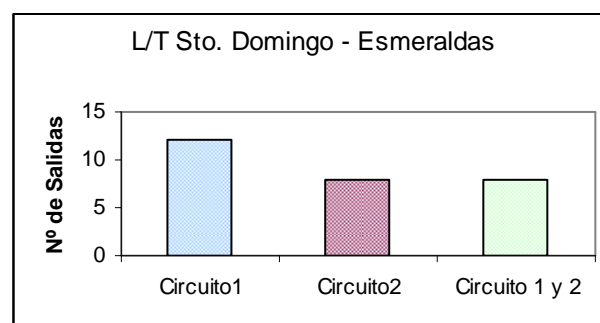


Fig.5.5. Comparación entre salidas de circuitos

### 5.3 CONTINGENCIAS A SIMULARSE EN EL DTS

Parte de las Contingencias se simularon de acuerdo a la estadística obtenida desde 1999 hasta el 2005 y con los siguientes criterios:

- Líneas de Transmisión y Subtransmisión que salieron mayor número de veces (figura 3.19 y tabla 3.10 ),
- Salidas de Subestaciones por fallas en transformadores (figura 3.1).
- Desconexiones de subestaciones por mantenimiento de los transformadores propios y externos (figura 3.8)

Además se simuló en su totalidad el anillo de 230kV y ciertas líneas del anillo de 138kV del S.N.I. que lógicamente y de acuerdo al criterio de los operadores del CENACE pueden resultar casos graves.

#### *Líneas de 138 kV:*

- Disparo de la línea Daule Peripa – Quevedo (un circuito y doble circuito).
- Disparo de la línea Daule Peripa – Portoviejo (un circuito y doble circuito).
- Disparo de la línea Santa Rosa - Vicentina.

#### *Líneas de 230 kV:*

- Disparo de la línea Molino - Riobamba.
- Disparo de la línea Molino - Totoras.
- Disparo de la línea Riobamba - Totoras, ver figura 5.6.

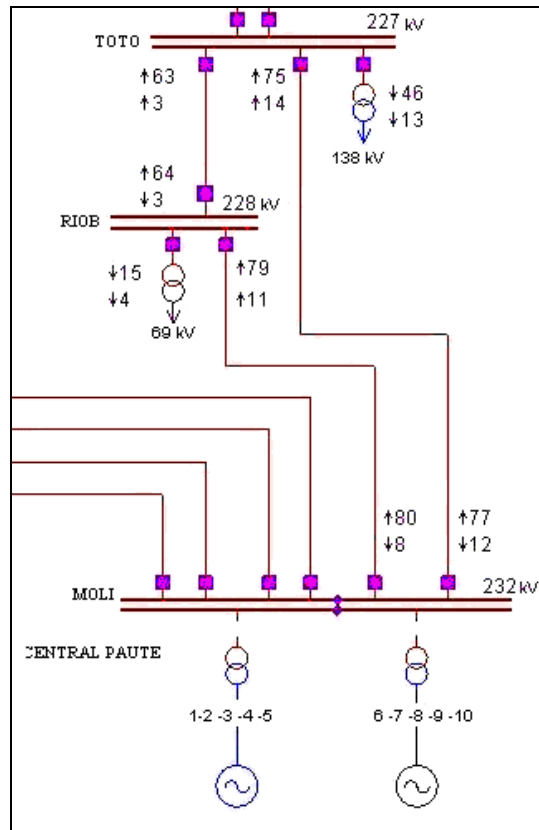


Fig.5.6. Diagrama unifilar Molino - Riobamba - Totoras

-Disparo de la línea Molino - Milagro (un circuito y doble circuito), ver figura 5.7.

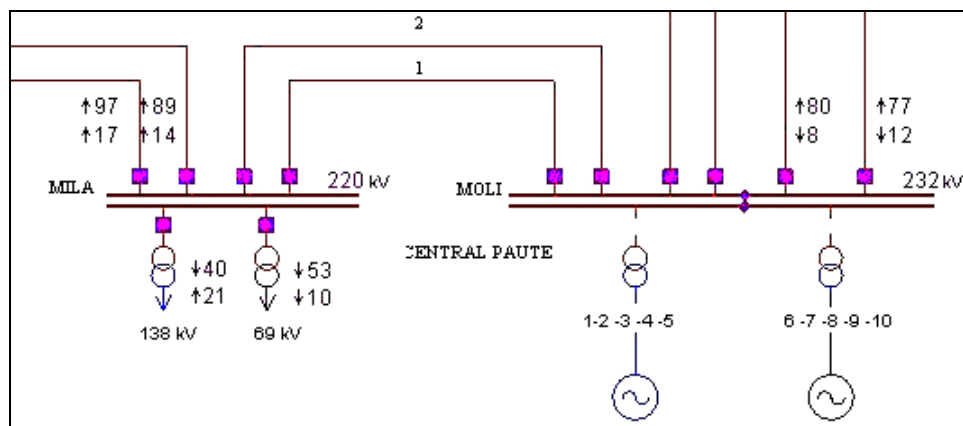


Fig.5.7. Diagrama unifilar Molino - Milagro

-Disparo de la línea Molino - Pascuales (un circuito y doble circuito), ver figura 5.8.



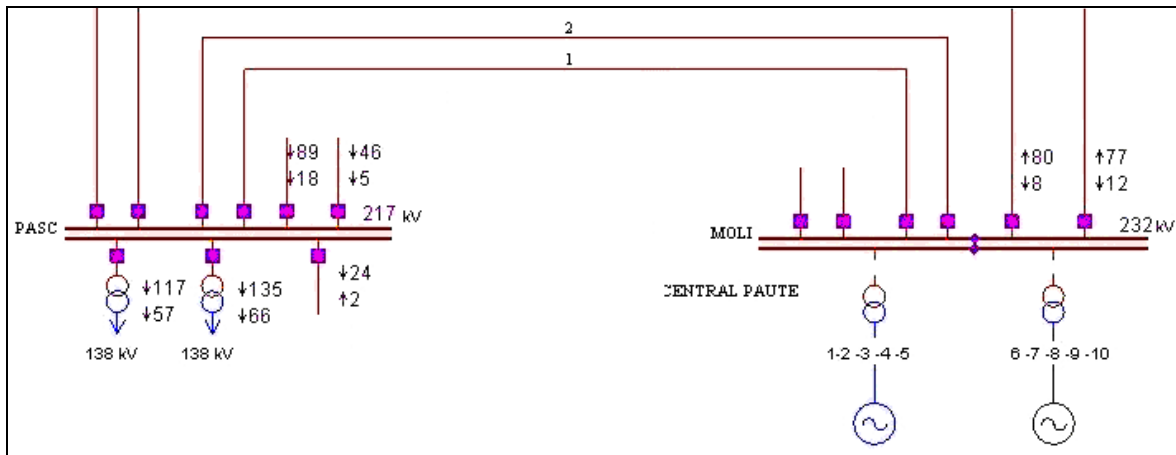


Fig.5.8. Diagrama unifilar Molino - Pascuales

-Disparo de la línea Pascuales - Trinitaria.

-Disparo de la línea Pascuales - Quevedo (un circuito y doble circuito), ver figura 5.9.

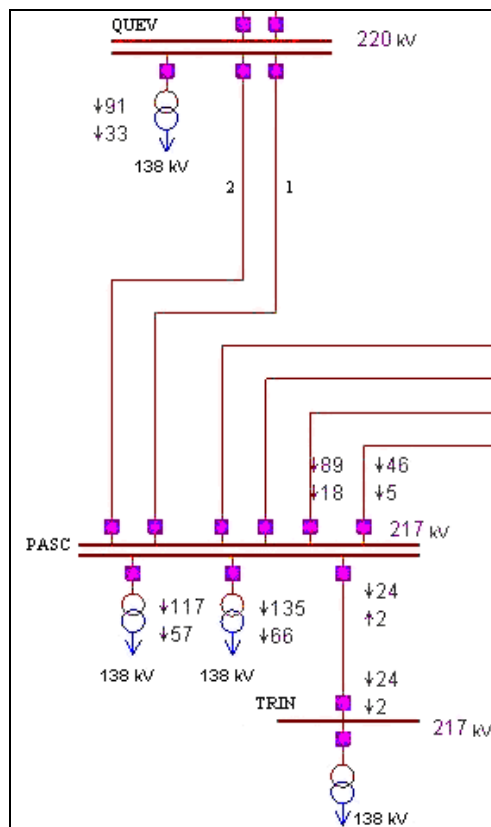


Fig.5.9. Diagrama unifilar Quevedo – Pascuales - Trinitaria

-Disparo de la línea Milagro - Pascuales.

- Disparo de la línea Milagro - Dos Cerritos.
- Disparo de la línea Pascuales - Dos Cerritos, ver figura 5.10.

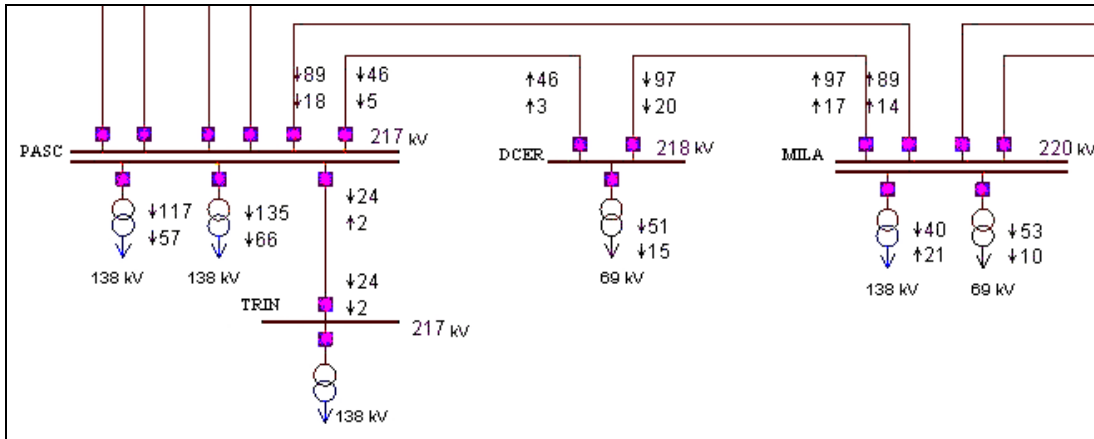


Fig.5.10. Diagrama unifilar Pascuales - Dos Cerritos - Milagro

- Disparo de la línea Pomasqui - Jamondino (un circuito y doble circuito).
- Disparo de la línea Pomasqui - Santa Rosa (un circuito y doble circuito).
- Disparo de la línea Totoras - Santa Rosa (un circuito y doble circuito), ver figura 5.11.

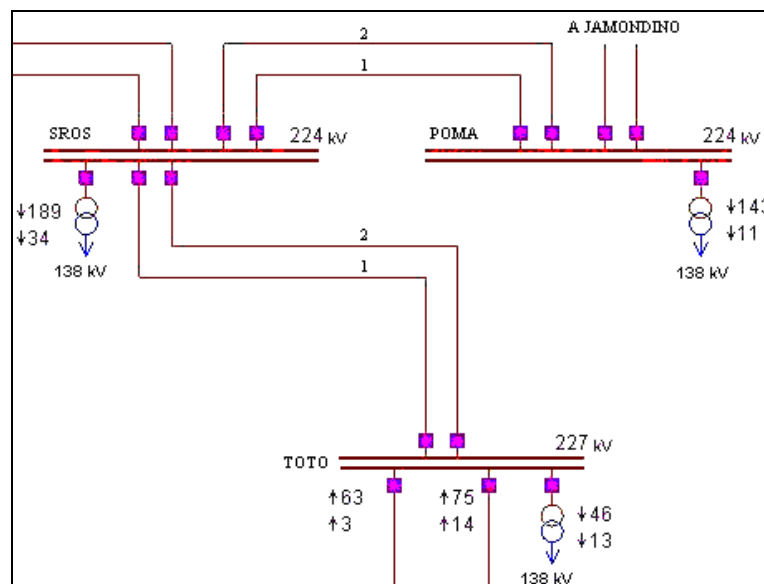


Fig.5.11. Diagrama unifilar Jamondino - Pomasqui - Sta. Rosa - Totoras

- Disparo de la línea Sta Rosa - Santo Domingo (un circuito y doble circuito).
- Disparo de la línea Quevedo - Santo Domingo, ver figura 5.12.

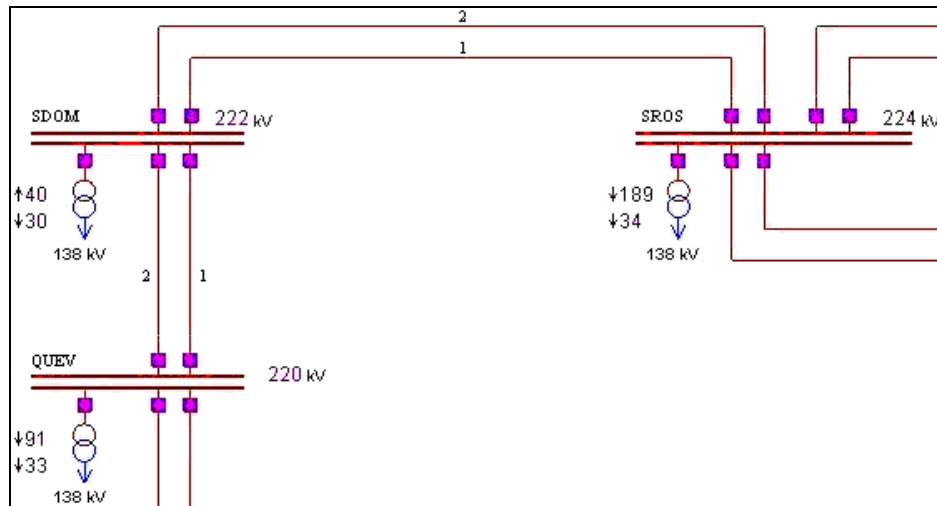


Fig.5.12. Diagrama unifilar Sta. Rosa - Sto. Domingo - Quevedo

#### *Transformadores:*

- Disparo del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Quevedo.
- Disparo del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras.
- Disparo del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pascuales.
- Disparo del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santo Domingo.
- Disparo del autotransformador TRN 138/46 kV de la S/E Santa Rosa.
- Disparo del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pomasqui.
- Disparo del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa.

## 5.4 SIMULACIÓN Y SELECCIÓN EN EL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

En total se simularon 34 Contingencias las mismas que se indica en la tabla 5.1. En ella hay que tener en cuenta que en el proceso de Selección se indica que las contingencias se las seleccionara conforme a lo siguiente:

*Normal:* Contingencia normalmente procesada por la Selección de Contingencia.

*Always:* Siempre procesada por la Selección de Contingencia y siempre escogida para el análisis detallado sin tener en cuenta la

severidad de los problemas que puede causar al sistema de potencia.

### CA: Contingency Selection

Cntgcy No	Contingency name	Group No	Select Process	Type	Status	Net Gen Change (MW)	Rank Power	Rank Volt
1	Disp ATT Quevedo	1	Normal	Island	Maxgen	0	3	3
2	Disp ATT Totoras	1	Always	Netchg	Proc	0	19	9
3	Disp ATU Pascuales	1	Always	Netchg	Proc	0	20	29
4	Disp ATU Sto Dom	1	Always	Island	Island	0	6	10
5	Disp DPer - Portov1y2	1	Normal	Netchg	Proc	-43,556984	15	18
6	Disp DPer - Quev 1	1	Normal	Netchg	Proc	0	29	24
7	Disp DPer - Quev1y2	1	Normal	Island	Maxgen	0	1	1
8	Disp Dper - Portov1	1	Normal	Netchg	Proc	0	27	13
9	Disp Milag -DCerrit	1	Normal	Netchg	Proc	0	18	27
10	Disp Milagro -Pasc	1	Normal	Netchg	Proc	0	7	15
11	Disp Mol -Milag1	1	Normal	Netchg	Proc	0	11	20
12	Disp Mol -Milag1y2	1	Normal	Netchg	Proc	0	9	16
13	Disp Mol-Pascu1	1	Normal	Netchg	Proc	0	10	19
14	Disp Mol-Pascu1y2	1	Always	Netchg	Proc	0	8	33
15	Disp Pasc - Trinit	1	Normal	Netchg	Proc	0	17	17
16	Disp Pasc -DCerrit	1	Normal	Netchg	Proc	0	22	22
17	Disp Pascu - Quev1	1	Normal	Netchg	Proc	0	23	23
18	Disp Pascu - Quev1y2	1	Normal	Netchg	Proc	0	28	28
19	Disp Pom - Sta Rosa1y2	1	Always	Island	Island	0	5	12
20	Disp Poma - Sta Rosa1	1	Normal	Netchg	Proc	0	21	21
21	Disp Sta Rosa - Sto D 1	1	Normal	Netchg	Proc	0	25	25
22	Disp Sta Rosa - Sto D1y2	1	Always	Netchg	Proc	0	30	30
23	Disp Totor- Sta Rosa1y2	1	Always	Netchg	Proc	0	31	31
24	Disp Totoras- Sta Rosa1	1	Normal	Netchg	Proc	0	26	26
25	Disp Vicent - Sta Rosa	1	Normal	Netchg	Proc	0	13	8
26	Disparo Molino - Riobamb	1	Always	Netchg	Proc	0	32	32
27	Disparo Molino - Totoras	1	Always	Netchg	Proc	0	33	11
28	Disparo Pomasqui 1	1	Normal	Netchg	Proc	0	24	6
29	Disparo Pomasqui 1y 2	1	Always	Island	Maxgen	0	2	2
30	Disparo Riobamba Totoras	1	Always	Netchg	Proc	0	34	34
31	Quevedo - Sto Domingo	1	Normal	Netchg	Proc	0	12	14
32	S/E Sta Rosa EEQ46	1	Normal	Netchg	Proc	-75,912178	16	5
33	Trafo ATU Pomasqui	1	Always	Netchg	Proc	-143,071503	14	7
34	Trafo ATU Sta Rosa	1	Always	Netchg	Proc	0	4	4

Tabla 5.1.- Contingencias Seleccionadas en el CA

## 5.5 CASOS EN LOS QUE EL DTS NO ENCONTRÓ UNA SOLUCIÓN DE FLUJO DE CARGA VÁLIDA

Una vez que se simuló en el CA se obtuvieron los primeros resultados generales, los cuales indican que para ciertas contingencias el programa no encontró ninguna solución válida como se observa en la tabla 5.2.

En este análisis detallado se indica que tales contingencias no fueron procesadas totalmente por el *Contingency Detailed Analysis* porque no pudo alcanzarse una solución de flujo de carga válida, ya que **Status Invalid** se refiere a que tales contingencias son casos muy severos como era de esperarse debido a que son parte del anillo de 230 kV del S.N.I., por lo que el programa no muestra ninguna información de barras afectadas ni de circuitos sobrecargados sino mas bien quiere decir que todo el sistema se verá afectado.

Tan solo en el disparo del autotransformador TRN 138/46 kV de la S/E Santa Rosa que alimenta cierta parte de la Empresa Eléctrica Quito indica que existiría pérdida de carga de un valor de 75.9122 MW, por lo que las barras de 138 y 46 kV de este sector quedarían aisladas.

Esto puede ser debido a que el programa aún se encuentra en proceso de afinamiento por lo que no se puede afirmar que en realidad no se pueda alcanzar una solución de flujo de carga válida luego de finalizada la simulación en el CA. En la tabla 5.3 se indica la interpretación de la abreviatura usada en el CA.

## CA: Detailed Analysis Results

Contingency name	Group	Rank Power	Rank Voltage	Status	Net MW Change	Cont Num	Isolated Busbar	Violated Bus	Limit Set	% Violation	Violated Circuit	Limit Set	% Overload
Trafo ATU Sta Rosa	1	1	1	Invalid	0	34	0	0	All	0	0	All	0
Disp ATT Totoras	1	2	2	Invalid	0	2	0	0	All	0	0	All	0
Disp ATU Pascuales	1	3	3	Invalid	0	3	0	0	All	0	0	All	0
Disp Poma - Sta Rosa1	1	4	7	Invalid	0	20	0	0	All	0	0	All	0
Disp Vicent - Sta Rosa	1	5	4	Invalid	0	25	0	0	All	0	0	All	0
Disp Pascu - Quev1y2	1	6	5	Invalid	0	18	0	0	All	0	0	All	0
Disparo Pomasqui 1	1	7	6	Invalid	0	28	0	0	All	0	0	All	0
Disp Pasc -DCerrit	1	8	8	Invalid	0	16	0	0	All	0	0	All	0
S/E Sta Rosa EEQ46	1	9	9	Invalid	-75,9122	32	10	0	All	0	0	All	0
Disp Sta Rosa - Sto D1y2	1	10	10	Invalid	0	22	0	0	All	0	0	All	0
Disp Pom - Sta Rosa1y2	1	11	11	Invalid	0	19	0	0	All	0	0	All	0
Disp Mol -Milag1y2	1	12	12	Invalid	0	12	0	0	All	0	0	All	0
Disparo Molino - Totoras	1	13	13	Invalid	0	27	0	0	All	0	0	All	0
Quevedo - Sto Domingo	1	14	14	Invalid	0	31	0	0	All	0	0	All	0
Disp Pascu - Quev1	1	15	15	Invalid	0	17	0	0	All	0	0	All	0

Tabla 5.2.- Contingencias en las que no se encontraron soluciones válidas luego de la simulación en el CA

Contingencia	Contingencia simulada
Disparo autotransformador ATU Sta Rosa (230/138 kV)	Trafo ATU Sta Rosa
Disparo autotransformador ATT Totoras (230/138 kV)	Disp ATT Totoras
Disparo autotransformador ATU Pascuales (230/138 kV)	Disp ATU Pascuales
Disparo de un circuito Pomasqui - Sta. Rosa (230kV)	Disp Poma - Sta Rosa1
Disparo de la línea Vicentina - Sta. Rosa	Disp Vicent - Sta Rosa
Disparo de dos circuitos Pascuales - Quevedo (230kV)	Disp Pascu - Quev1y2
Disparo de un circuito Pomasqui - Jamondino (230kV)	Disparo Pomasqui 1
Disparo de la línea Pascuales - Dos Cerritos (230kV)	Disp Pasc -DCerrit
Disparo autotransformador TRN S/E Santa Rosa (138/46 kV)	S/E Sta Rosa EEQ46
Disparo dos circuitos Sta. Rosa - Sto. Domingo (230kV)	Disp Sta Rosa - Sto D1y2
Disparo dos circuitos Pomasqui - Sta. Rosa (230kV)	Disp Pom - Sta Rosa1y2
Disparo dos circuitos Molino - Milagro (230kV)	Disp Mol -Milag1y2
Disparo de la línea Molino - Totoras (230kV)	Disparo Molino - Totoras
Disparo de la línea Quevedo - Sto. Domingo (230kV)	Quevedo - Sto Domingo
Disparo de un circuito Pascuales - Quevedo (230kV)	Disp Pascu - Quev1

Tabla 5.3.- Contingencias en las que el CA no encontró convergencia en el flujo de carga

## 5.6 ANÁLISIS DETALLADO DE TODAS LAS CONTINGENCIAS SIMULADAS

Con respecto a las demás contingencias simuladas se obtuvieron todos los resultados detallados que el programa despliega (ver tabla 5.4.), los cuales tienen un ordenamiento conforme a lo que se indica a continuación:

**Rank Power:** ordena las contingencias de acuerdo a los circuitos que se encuentran más severamente sobrecargados en MVA.

**Rank Volt:** ordena las contingencias de acuerdo a las violaciones de los límites de voltaje y potencia reactiva.

**Status:** indica el estado de las contingencias y en este caso son:

*Proc:* Procesada por el Análisis Detallado.

*Maxgen:* La carga del sistema es mayor que la generación disponible total.

**Cont Numb:** se refiere al número del registro que tuvo en la Lista de Selección.

**Isolated Busbar:** El número de barras que se han aislado.

**Violated Bus:** número de barras en las que se presentaron violación en los límites de voltaje (ver figura 5.13.).

## CA: Detailed Analysis Results

Contingency name	Rank Power	Rank Voltage	Status	Net MW Change	Cont Num	Isolated Busbar	Violated Bus	Worst Out-of-Limit Bus	Limit Set	% Violation	Violated Circuit	Worst Overloaded Circuit	Limit Set	% Overload
Disp ATT Quevedo	1	3	Proc	0	1	0	4	QUEV230 BF_ITATT_STATT	Emerg	4,527768	0		All	0
Disp ATU Sto Dom	2	2	Proc	0	4	0	4	SDOM13TRBF_TRATR_FETERC	Emerg	2,833822	0		All	0
Disp DPer - Quev1y2	3	1	Proc	0	7	0	0		All	0	0		All	0
Disp Pomasqui 1y 2	4	9	Maxgen	0	29	0	17	JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	Emerg	7,159136	3	SIDE -MPP _LIN.138	Normal	28,880627
Disp Milag -DCerrit	5	5	Proc	0	9	0	22	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6,588646	2	CGPA69 _13.8_T1 _TRAF	Normal	19,003117
Disp Milagro -Pasc	6	11	Proc	0	10	0	21	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6,464246	2	CGPA69 _13.8_T1 _TRAF	Normal	18,44346
Disp Mol-Pascu1	7	7	Proc	0	13	0	22	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6,883775	2	CGPA69 _13.8_T1 _TRAF	Normal	20,487967
Disp Mol -Milag1	8	8	Proc	0	11	0	23	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6,828588	2	CGPA69 _13.8_T1 _TRAF	Normal	19,97493
Trafo ATU Pomasqui	9	4	Proc	-143,071	33	14	40	PANA34.5BF_TRTF-1_FEFICT	Emerg	27,958347	2	PUCA138 _13.8_T1 _TRAF	Normal	3,8279
Disp Totor- Sta Ro1y2	10	6	Proc	0	23	0	21	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6,514873	1	CGPA69 _13.8_T1 _TRAF	Normal	18,579601
Disp Rioba- Totoras	11	12	Proc	0	30	0	19	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6,3331	1	CGPA69 _13.8_T1 _TRAF	Normal	17,662556
Disparo Molino - Rioba	12	13	Proc	0	26	0	17	GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	Emerg	6,339084	1	CGPA69 _13.8_T1 _TRAF	Normal	17,573288
Disp Dper - Portov1	13	10	Proc	0	8	0	7	PORT138 BN_BP	Emerg	13,758428	0		All	0
Disp Pasc - Trinit	14	14	Proc	0	15	0	1	JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	Emerg	1,437484	0		All	0

Tabla 5.4.- Resultados del Análisis Detallado de Contingencias luego de la simulación en el CA



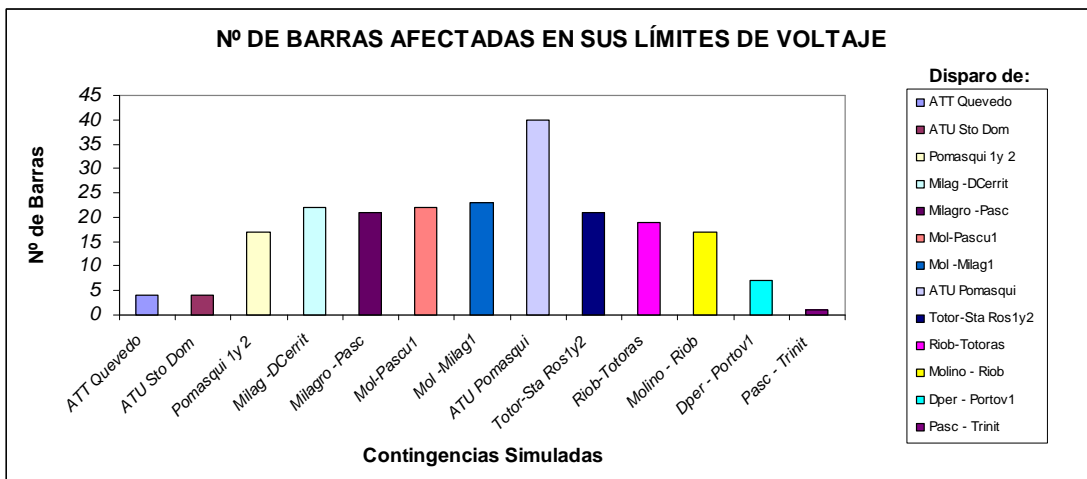


Fig.5.13. Comparación del número de Barras afectadas debido a cada Contingencia

**Worst Out-of-Limit Bus and % Violation:** nombre de la barra que tiene la peor condición por límite de voltaje y el porcentaje de la violación.

**Violated Voltage Limit Set:** pone en manifiesto el estado que tienen las barras debido a la violación en los límites de voltaje.

**Violated Circuits:** número de circuitos sobrecargados.

**Worst Overloaded Circuit and % Violation:** nombre del circuito más sobrecargado y el porcentaje de sobrecarga.

**Violated Circuit Limit Set:** pone en manifiesto el estado en que se encuentran los circuitos que tienen violación por límite de flujo.

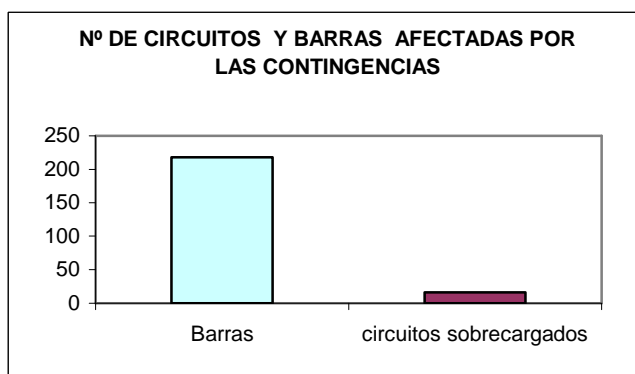


Fig.5.14. Comparación del número de barras y circuitos sobrecargados que son afectados

Lo primero que se podría sacar como conclusión de la tabla 5.4 es que debido a la apertura de una línea o un transformador se produce un mayor

número de barras afectadas en sus límites de voltaje en comparación del número circuitos sobrecargados, como se aprecia en la figura 5.14.

### 5.6.1 CONTINGENCIAS SIMULADAS DE MENOR SEVERIDAD

Hay varios casos en los que en su análisis en comparación a otros su número de salidas en la estadística es mínimo y además en la simulaciones realizadas los circuitos que se sobrecargan no presentan sobrecargas excesivas y/o las barras afectadas en los límites de voltaje su porcentaje de violación es mínimo por lo que tienen un ranking menor como se vio en la tabla 5.4.

#### 5.6.1.1 Disparo de un circuito de la Línea de 230kV Pascuales - Trinitaria

La apertura de esta línea provoca más bien una aproximación al voltaje nominal de la barra que se supone va a ser afectada ya que antes de la contingencia el voltaje con el que trabajaba la barra era adecuado como se aprecia en la tabla 5.5 y obviamente ahora es mucho mejor ya que ahora tiene un valor de 13.79 kV.

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	13,63677	13,79144	1,134225	Emerg	1,437484

Tabla 5.5.- Barra que presenta violaciones de Voltaje

#### 5.6.1.2 Disparo de un circuito de la Línea de 138 KV Daule Peripa - Portoviejo

Para este caso no se presenta ningún circuito sobrecargado caso contrario de ciertas barras que son afectadas, ver tabla 5.6. Entre ellas las que presentan mayor porcentaje de violación por debajo de sus límites son las barras de Portoviejo y Daule Peripa, ambas de 138 kV.

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
PORT138 BN_BP	124,3839	113,0627	9,101825	Emerg	13,758428
DPER138 BF_ILPOR1_SLPOR1	133,7139	113,8545	14,85214	Emerg	13,154444
PORT13A1BF_TRAA1_FETERC	13,46583	12,3189	8,517286	Emerg	7,97173
PORT69 BR_BP	67,89912	61,26038	9,777348	Emerg	7,461652
PORT13A2BF_TRAA2_FETERC	13,61063	12,48165	8,29485	Emerg	6,755934
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	13,63677	13,85728	1,617022	Emerg	1,921728
DPER13U3BN_BP	14,03644	14,21759	1,290586	Emerg	0,025268

Tabla 5.6.- Barras que presentan violaciones de Voltaje

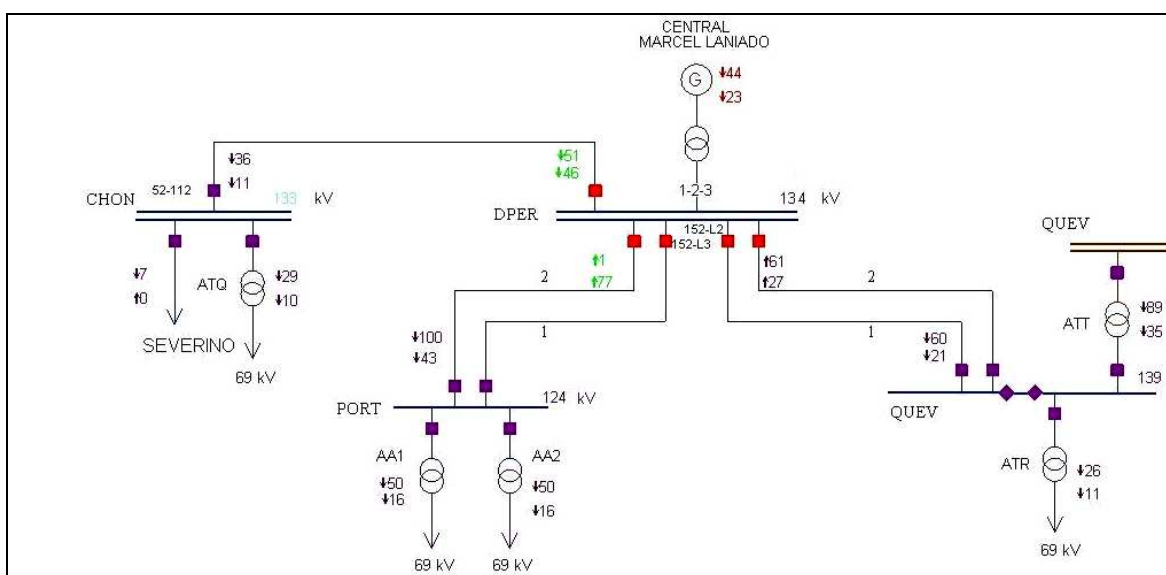


Fig.5.15 Diagrama Unifilar Zona Daule Peripa -Portoviejo

### 5.6.1.3 Disparo de la Línea de 230kV Milagro - Dos Cerritos

Existen varias barras que presentan violaciones en los límites de voltaje (tabla 5.7) pero claramente puede notarse que el porcentaje de cambio de voltaje (*% Volt Change*) entre la pre-contingencia y el nuevo estado estable que se adquiere es mínimo; es decir, es prácticamente invariable.

De similar manera ocurre con las dos líneas que resultan sobrecargadas (tabla 5.8).

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	12,55341	12,50404	0,393225	Emerg	6,588646
MPP 13GBBN_BG1B	12,78895	12,73672	0,408399	Emerg	4,850438
CTRI13.8BN_BAR	12,79612	12,75829	0,295691	Emerg	4,689341
ELEC13G1BF_TRTE1_IGG1	12,90912	12,86272	0,359488	Emerg	3,909174
DCER13.8BF_TRATK_FETERC	13,10279	13,01336	0,68254	Emerg	2,783837
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	13,63677	13,8098	1,268827	Emerg	1,572489
SALI13TRBF_TRATR_FETERC	13,27335	13,22496	0,364547	Emerg	1,203043
DCER230 BR_BAR	217,5899	216,1666	0,654118	Emerg	1,067934
SALI13TQBF_TRATQ_FETERC	13,29862	13,25039	0,362706	Emerg	1,012352
TRIN230 BN_BAR	217,2082	216,4189	0,36338	Emerg	0,952463
MILA230 BF_ILDCER_SLDCER	220,4703	216,4862	1,807092	Emerg	0,921652
PASC230 BN_B1	217,3834	216,5152	0,399356	Emerg	0,908362
SELE138 BN_BP	130,5625	130,0486	0,393594	Emerg	0,802
GZEV13G4BF_TRT4_IGTG4	13,33957	13,29157	0,359834	Emerg	0,705474
SALI69TQBF_STATQ_LNGZTQ	66,72237	66,48251	0,359479	Emerg	0,668589
SALI69TRBF_STATR_LNGZTR	66,72282	66,48297	0,359465	Emerg	0,667905
ELEC69 BR_BA	66,74392	66,50398	0,3595	Emerg	0,636524
TRIN13.8BF_TRATT_FEAUXI	13,35044	13,31241	0,284921	Emerg	0,549784
DCER69 BN_BAR	66,28979	65,84702	0,667934	Emerg	0,533205
CPBA69 BF_LNTRIN_TRTG1	66,84114	66,74484	0,144082	Emerg	0,276655
BABA13.8BF_TRATQ_FETERC	14,18272	14,24676	0,451523	Emerg	0,230488
TRIN13.8BF_TRATQ_FETERC	13,43939	13,37985	0,44306	Emerg	0,04596

Tabla 5.7.- Barras que presentan violaciones de Voltaje

Overloaded Circuit Name	Pre-Cont Line Flow	Post-Cont Line Flow	Limit	Violated Limit	% Over Before	% Over After
CGPA69_13.8_T1_TRAF	96,871948	98,24897	82,5599	Normal	17,335213	19,003117
SIDE-MPP_LIN.138	126,534729	126,786842	108,96	Normal	16,129524	16,360907

Tabla 5.8.- Circuitos Sobrecargados

En el caso de la línea San Idelfonso - Machala Power de 138 kV el porcentaje de sobrecarga prácticamente no ha variado en comparación al flujo de la línea pre-contingencia, de similar manera ocurre en la sobrecarga del transformador de 69/13.8 kV de la Central Gas Pascuales.

#### 5.6.1.4 Disparo de la Línea de 230kV Milagro - Pascuales

El disparo de esta línea causa la sobrecarga de dos líneas las mismas que tienen límites de violación normal tal como indica la tabla 5.9.

Overloaded Circuit Name	Pre-Cont Line Flow	Post-Cont Line Flow	Limit	Violated Limit	% Over Before	% Over After
CGPA69_13.8_T1_TRAF	96,871948	97,786919	82,559	Normal	17,33521	18,44346
SIDE -MPP_LIN.138	126,421738	126,565872	108,96	Normal	16,02582	16,158108

Tabla 5.9.- Circuitos Sobrecargados

En el flujo de MVA pre-contingencia se observa que ambos circuitos también se encuentran sobrecargados pero dentro de los límites permitidos.

En las barras que presentan violaciones por límite de voltaje el porcentaje de cambio del voltaje es prácticamente nulo por tanto las barras van a seguir operando correctamente, aunque indican que se encuentra en un estado de emergencia, ver tabla 5.10.

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	12,55341	12,5207	0,260575	Emerg	6,464246
MPP 13G8BN_BG1B	12,78895	12,73407	0,429159	Emerg	4,870273
CTRI13.8BN_BAR	12,79612	12,77337	0,17778	Emerg	4,576625
ELEC13G1BF_TRTE1_IGG1	12,90912	12,878	0,241087	Emerg	3,794991
DCER13.8BF_TRATK_FETERC	13,10279	13,07708	0,196175	Emerg	2,307762
MOLI13U7BF_TRT7_GEU7	13,12977	13,11547	0,108901	Emerg	2,021019
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	13,63677	13,76831	0,964607	Emerg	1,267357
SALI13TRBF_TRATR_FETERC	13,27335	13,24096	0,243991	Emerg	1,083503
SALI13TQBF_TRATQ_FETERC	13,29862	13,26631	0,242968	Emerg	0,893394
TRIN230 BN_BAR	217,2082	216,6486	0,257612	Emerg	0,84732
PASC230 BN_B1	217,3834	216,7252	0,302749	Emerg	0,812249
SELE138 BN_BP	130,5625	130,1859	0,288446	Emerg	0,697284
DCER230 BR_BAR	217,5899	217,1804	0,188163	Emerg	0,60392
GZEV13G4BF_TRT4_IGTG4	13,33957	13,30737	0,241336	Emerg	0,587387
MILA230 BF_ILPASC_SLPASC	220,4703	217,2376	1,466287	Emerg	0,577774
SALI69TQBF_STATQ_LNGZTQ	66,72237	66,56147	0,241143	Emerg	0,55062
SALI69TRBF_STATR_LNGZTR	66,72282	66,56193	0,24113	Emerg	0,549937
ELEC69 BR_BA	66,74392	66,58301	0,241088	Emerg	0,518441
TRIN13.8BF_TRATT_FEAUXI	13,35044	13,32841	0,165055	Emerg	0,430236
BABA13.8BF_TRATQ_FETERC	14,18272	14,23982	0,402544	Emerg	0,181617
DCER69 BN_BAR	66,28979	66,16254	0,191961	Emerg	0,056587

Tabla 5.10.- Barras que presentan violaciones por límite de voltaje

### 5.6.1.5 Disparo de los dos circuitos de la Línea de 230kV Totoras - Santa Rosa

En este caso existe una variación casi nula del flujo de MVA entre la pre-contingencia y la post-contingencia por lo que el límite de violación se encuentra en un estado normal como indica la tabla 5.11, además se nota que el disparo de estos dos circuitos tiene un efecto muy parecido al causado por el disparo de Milagro - Pascuales en el transformador de 69/13.8 kV de Gas Pascuales.

Overloaded Circuit Name	Pre-Cont Line Flow	Post-Cont Line Flow	Limit	Violated Limit	% Over Before	% Over After
CGPA69 _13.8_T1 _TRAF	96,871948	97,899315	82,56	Normal	17,335213	18,579601

Tabla 5.11.- Circuito Sobrecargado

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	12,55341	12,51392	0,314559	Emerg	6,514873
CTRI13.8BN_BAR	12,79612	12,76652	0,231321	Emerg	4,627807
ELEC13G1BF_TRTE1_IGG1	12,90912	12,87174	0,289623	Emerg	3,841799
DCER13.8BF_TRATK_FETERC	13,10279	13,05653	0,353061	Emerg	2,461329
SALI13TRBF_TRATR_FETERC	13,27335	13,23441	0,29338	Emerg	1,132476
PUCA13U1BN_BU1	13,32896	13,24799	0,60748	Emerg	1,031024
PUCA13U2BN_BU2	13,33423	13,25223	0,614971	Emerg	0,999306
SALI13TQBF_TRATQ_FETERC	13,29862	13,25979	0,29202	Emerg	0,942126
TRIN230 BN_BAR	217,2082	216,5579	0,299376	Emerg	0,888837
PASC230 BN_B1	217,3834	216,6588	0,333318	Emerg	0,842662
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	13,63677	13,70615	0,508777	Emerg	0,81016
DCER230 BR_BAR	217,5899	216,8527	0,338774	Emerg	0,753903
SELE138 BN_BP	130,5625	130,1397	0,323811	Emerg	0,732503
GZEV13G4BF_TRT4_IGTG4	13,33957	13,30089	0,289922	Emerg	0,635804
SALI69TQBF_STATQ_LNGZTQ	66,72237	66,5291	0,28966	Emerg	0,598987
SALI69TRBF_STATR_LNGZTR	66,72282	66,52954	0,289669	Emerg	0,598326
ELEC69 BR_BA	66,74392	66,55059	0,289658	Emerg	0,566876
SDOM13TRBF_TRATR_FETERC	13,32872	13,3132	0,116405	Emerg	0,543821
TRIN13.8BF_TRATT_FEAUXI	13,35044	13,32101	0,220445	Emerg	0,485479
DCER69 BN_BAR	66,28979	66,06062	0,345712	Emerg	0,210546
TOTO13TQBF_TRATQ_FETERC	14,10382	14,24135	0,975094	Emerg	0,192399

Tabla 5.12.- Barras que presentan violaciones por límite de voltaje

### 5.6.1.6 Disparo de la Línea de 230kV Riobamba - Totoras

Debido a que esta línea es parte del anillo del anillo de 230 kV la influencia de esta desconexión no influye prácticamente en nada en los voltajes de la barra en comparación de los voltajes pre-contingencia esto se observa en la tabla 5.13 en la que los voltaje post-contingencia son prácticamente los mismos que los voltajes pre-contingencia, esto se debe a que esta zona se ve abastecida por las líneas Molino - Totoras y Molino - Riobamba, respectivamente.

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	12,55341	12,53825	0,120731	Emerg	6,3331
ELEC13G1BF_TRTE1_IGG1	12,90912	12,89475	0,111331	Emerg	3,669858
DCER13.8BF_TRATK_FETERC	13,10279	13,0837	0,14567	Emerg	2,258326
MOLI13U7BF_TRT7_GEU7	13,12977	13,10806	0,165287	Emerg	2,076326
MOLI13U6BF_TRT6_GEU6	13,22564	13,20688	0,141786	Emerg	1,338086
MOLI13U9BF_TRT9_GEU9	13,27149	13,252	0,146851	Emerg	1,001052
SALI13TRBF_TRATR_FETERC	13,27335	13,25838	0,11276	Emerg	0,953375
SALI13TQBF_TRATQ_FETERC	13,29862	13,2837	0,11223	Emerg	0,763508
MOLI13U8BF_TRT8_GEU8	13,30453	13,28686	0,13286	Emerg	0,740654
TRIN230 BN_BAR	217,2082	216,9505	0,118645	Emerg	0,709174
PASC230 BN_B1	217,3834	217,0851	0,137199	Emerg	0,647545
DCER230 BR_BAR	217,5899	217,285	0,140084	Emerg	0,556041
SELE138 BN_BP	130,5625	130,3916	0,130894	Emerg	0,540378
SDOM13TRBF_TRATR_FETERC	13,32872	13,31507	0,102389	Emerg	0,529864
GZEV13G4BF_TRT4_IGTG4	13,33957	13,3247	0,111449	Emerg	0,45795
SALI69TQBF_STATQ_LNGZTQ	66,72237	66,64807	0,11135	Emerg	0,42123
SALI69TRBF_STATR_LNGZTR	66,72282	66,64851	0,11136	Emerg	0,420569
ELEC69 BR_BA	66,74392	66,66959	0,111359	Emerg	0,389073
DCER69 BN_BAR	66,28979	66,19514	0,142783	Emerg	0,007341

Tabla 5.13.- Barras que presentan violaciones por límite de voltaje

Overloaded Circuit Name	Pre-Cont Line Flow	Post-Cont Line Flow	Limit	Violated Limit	% Over Before	% Over After
CGPA69_13.8_T1_TRAF	96,871948	97,142204	82,56	Normal	17,335213	17,662556

Tabla 5.14.- Circuito Sobrecargado

### 5.6.1.7 Disparo de la Línea de 230kV Molino - Riobamba

Su efecto no es casi perceptible ya que por un lado se alimenta por la Línea Totoras - Riobamba y por el lado de Molino que es la barra de oscilación del sistema se tienen otras cinco líneas conectadas.

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	12,55341	12,53745	0,127112	Emerg	6,339084
ELEC13G1BF_TRTE1_IGG1	12,90912	12,89413	0,116133	Emerg	3,674489
DCER13.8BF_TRATK_FETERC	13,10279	13,08276	0,152839	Emerg	2,265343
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	13,63677	13,89095	1,863966	Emerg	2,169413
SALI13TRBF_TRATR_FETERC	13,27335	13,25771	0,117803	Emerg	0,958376
SALI13TQBF_TRATQ_FETERC	13,29862	13,28304	0,117185	Emerg	0,768431
TRIN230 BN_BAR	217,2082	216,9426	0,122269	Emerg	0,712777
PUCA13U1BN_BU1	13,32896	13,29425	0,260396	Emerg	0,685419
PASC230 BN_B1	217,3834	217,0765	0,141144	Emerg	0,65147
PUCA13U2BN_BU2	13,33423	13,29903	0,264019	Emerg	0,649711
DCER230 BR_BAR	217,5899	217,2712	0,146466	Emerg	0,562396
SELE138 BN_BP	130,5625	130,3848	0,136083	Emerg	0,545545
GZEV13G4BF_TRT4_IGTG4	13,33957	13,32406	0,116246	Emerg	0,462731
SALI69TQBF_STATQ_LNGZTQ	66,72237	66,64488	0,116141	Emerg	0,426006
SALI69TRBF_STATR_LNGZTR	66,72282	66,64532	0,116151	Emerg	0,425345
ELEC69 BR_BA	66,74392	66,66639	0,11616	Emerg	0,393861
DCER69 BN_BAR	66,28979	66,19064	0,149573	Emerg	0,014141

Tabla 5.15.- Barras que presentan violaciones por límite de voltaje

Overloaded Circuit Name	Pre-Cont Line Flow	Post-Cont Line Flow	Limit	Violated Limit	% Over Before	% Over After
CGPA69 13.8_T1 TRAF	96,871948	97,068504	82,56	Normal	17,335213	17,573288

Tabla 5.16.- Circuito Sobrecargado

### 5.6.2 CONTINGENCIAS SIMULADAS DE MAYOR SEVERIDAD

Se debe indicar primordialmente que existe la determinación de una reserva que sería requerida para mantener la continuidad del servicio, en caso de producirse una contingencia; es decir, en caso de pérdida de generación en el sistema; debido a salida no programada de unidades de generación (que no se



analiza en este trabajo) o de elementos de la red de transmisión que producen efectos similares.

Debe considerarse que ante contingencias que provocan pérdida de generación en el sistema, se hace uso de la reserva destinada para regulación primaria y secundaria de frecuencia debido a la respuesta natural y automática de las unidades.

En ciertos casos debido a la gravedad de la falla se debe recurrir a cortes de carga en ciertos sectores lo cual permite seguir manteniendo la estabilidad del sistema. Para la restricción del Servicio Eléctrico en las Distribuidoras (\*) se tiene que:

En el caso que el CENACE disponga la restricción del servicio, cada Empresa Distribuidora ejecutará tal suspensión del servicio, dentro de su área de concesión, con la siguiente prioridad de desconexión:

- Usuarios residenciales, instalaciones de entidades oficiales predeterminadas en cada Distribuidora.
- Alumbrado público, preservando la seguridad de la población.
- Usuarios comerciales y pequeños industriales
- Usuarios industriales con medidor de demanda (kW)
- El CENACE, en forma directa será el que disponga, coordine y controle la disminución del consumo y los cortes de servicio de los Grandes Consumidores activos.

En el caso de restricción del servicio hay que tener en cuenta que se debe conocer el área afectada por la Contingencia. Se entiende por área afectada a todos los subsistemas donde la contingencia produzca al menos algunos de los siguientes efectos:

- Cambio de configuración del Sistema de Transporte
- Imposibilidad de abastecer parte o la totalidad de una demanda
- Señalización y/o actuación de protecciones

\*REGULACIÓN No. CONELEC - 001/05, literal 6.2 y 6.3.

Las contingencias más severas que pueden presentarse se las eligió en base a:

- Su importancia e influencia en el S.N.I.
- Resultados obtenidos de las simulaciones en el DTS.
- Criterios obtenidos por la experiencia de los operadores del Centro de Control.

De las contingencias simuladas se indican las que producían mayor número de circuitos sobrecargados (*Rank Power*) y mayor número de barras afectadas en sus límites de voltaje (*Rank Volt*), las mismas que se las comparo con un ranking estadístico (*Rank Statistic*) que se obtuvo del respectivo análisis como se ve en la figura 5.16.

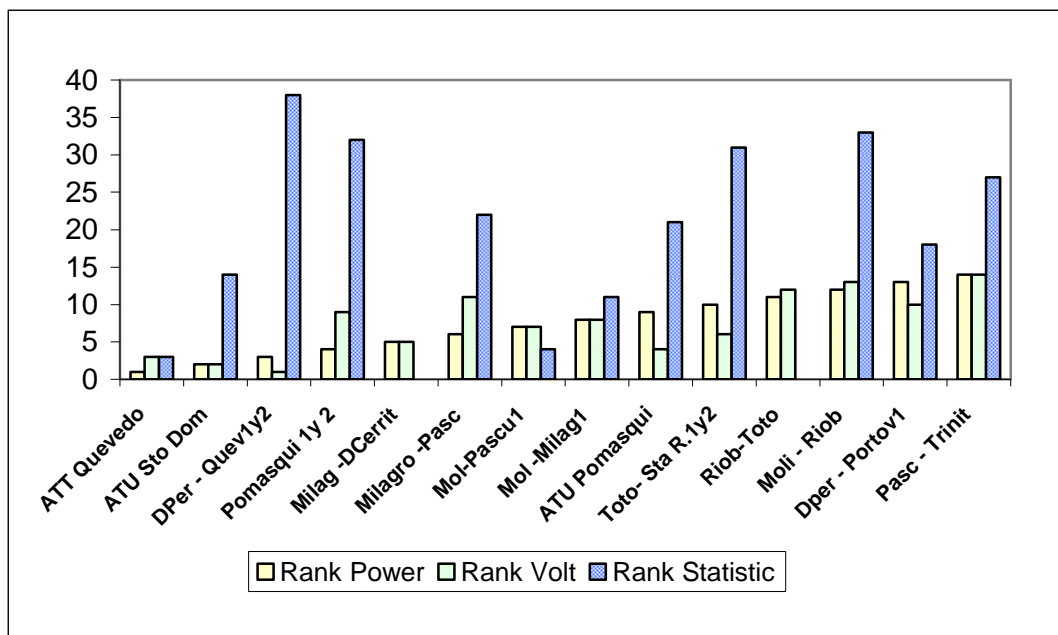


Fig.5.16. Comparación de las Contingencias de acuerdo a un ranking de potencia, voltaje y estadística

De lo mencionado anteriormente constan las siguientes contingencias:

- Disparo del autotransformador ATT Quevedo.
- Disparo del autotransformador ATU Santo Domingo.
- Disparo del autotransformador ATU de Pomasqui.
- Disparo de un circuito de la Línea Molino - Pascuales.

- Disparo de la Línea Molino - Milagro
- Disparo de la Interconexión con Colombia.

### 5.6.2.1 Disparo del Autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Quevedo

Se ve afectado directamente la barra de 230 kV de Quevedo y la parte de 69 kV hacia abajo ya que pertenece a una parte radial.

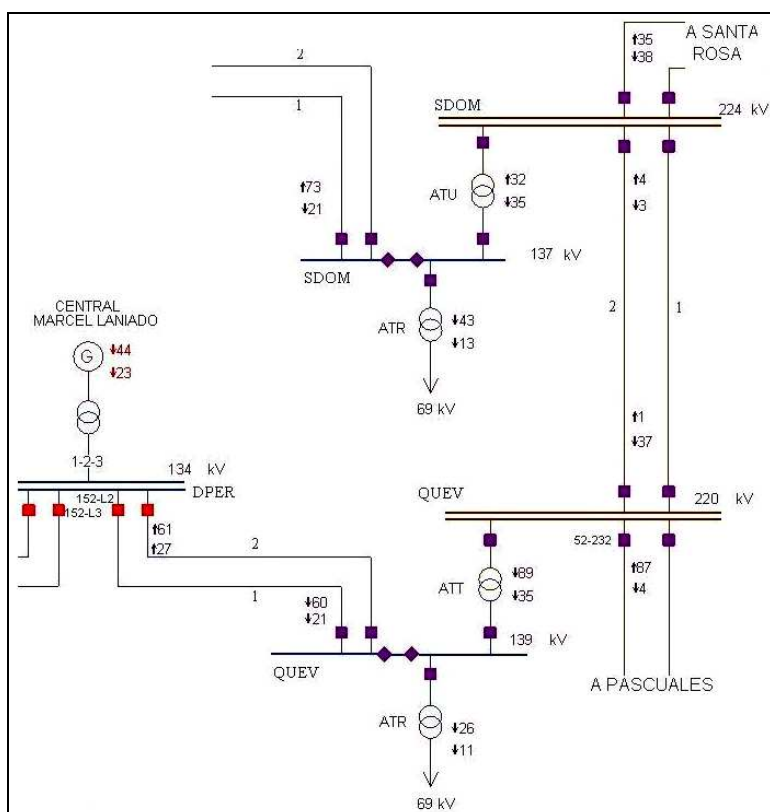


Fig.5.17. Diagrama Unifilar Zona Quevedo

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
QUEV230 BF_ITATT_STATT	219,738	208,6068	5,065647	Emerg	4,527768
QUEV69 BR_BP	67,02957	64,54242	3,71053	Emerg	2,503894
QUEV13TRBF_TRATR_FETERC	13,56643	13,06235	3,715648	Emerg	2,417827
QUEV13TTBF_SRRCW_IRRCW	13,64683	13,17509	3,456773	Emerg	1,575636

Tabla 5.17.- Barras que presentan violaciones por límite de voltaje

### 5.6.2.2 Disparo del Autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santo Domingo

En este caso el porcentaje de cambio del voltaje es muy pequeño y su límite de violación se encuentra dentro del rango permitido.

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
SDOM13TRBF_TRATR_FETERC	13,32872	13,00666	2,416248	Emerg	2,833822
SDOM230 BF_ITATU_STATU	222,2577	214,0107	3,710575	Emerg	2,054601
SDOM13TUBF_SRRCW_IRRCW	13,47302	13,1719	2,234928	Emerg	1,599403
SDOM69 BN_BP	66,75631	65,14874	2,408112	Emerg	1,587997

Tabla 5.18.- Barras que presentan violaciones por límite de voltaje

### 5.6.2.3 Disparo de los dos circuitos de la Línea de 230kV Pomasqui - Jamondino (Pomasqui 1 Y 2)

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	13,63677	14,56936	6,838772	Emerg	7,159136
PANA138 BF_STTULC_ILTULC	140,9899	152,3346	8,046493	Emerg	5,130881
PANA34.5BF_TRTF-1_FEFICT	35,01044	37,99079	8,512749	Emerg	4,874504
MPP 13GABN_BG1A	12,79508	12,77769	0,135928	Emerg	4,544359
CTRI13.8BN_BAR	12,79612	12,77889	0,13465	Emerg	4,535396
JAMO115 BN_BAR	116,8054	125,2268	7,209768	Emerg	3,707532
JAMO230 BR_B1	232,3276	248,0724	6,77696	Emerg	2,721486
DCER13.8BF_TRATK_FETERC	13,10279	13,06524	0,286551	Emerg	2,396226
RIOB13.8BF_IRRCQ_RERCQ	13,21552	13,10016	0,872893	Emerg	2,135344
TRIN230 BN_BAR	217,2082	216,7528	0,209625	Emerg	0,799616
PASC230 BN_B1	217,3834	216,8201	0,259124	Emerg	0,768847
DCER230 BR_BAR	217,5899	216,9926	0,27451	Emerg	0,689907
SELE138 BN_BP	130,5625	130,2482	0,240728	Emerg	0,649761
SDOM13TRBF_TRATR_FETERC	13,32872	13,30244	0,197171	Emerg	0,624241
TRIN13.8BF_TRATT_FEAUXI	13,35044	13,33401	0,123131	Emerg	0,388423
DCER69 BN_BAR	66,28979	66,10393	0,280375	Emerg	0,14512
PANA115 BN_BAR	114,0695	123,2481	8,046551	Emerg	0

Tabla 5.19.- Barras que presentan violaciones por límite de voltaje

Overloaded Circuit Name	Pre-Cont Line Flow	Post-Cont Line Flow	Limit	Violated Limit	% Over Before	% Over After
SIDE -MPP _LIN.138	126,534729	140,428329	108,96	Normal	16,129524	28,880627
CGPA69 _13.8 T1 _TRAF	96,871948	97,663757	82,56	Normal	17,335213	18,294283
TRIN -CVIC _LIN.138	102,39399	106,395622	96	Normal	6,660406	10,828773

Tabla 5.20.- Circuitos Sobrecargados

#### 5.6.2.4 Disparo un circuito de la Línea de 230kV Molino - Pascuales

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	12,55341	12,46454	0,707928	Emerg	6,883775
CTRI13.8BN_BAR	12,79612	12,72322	0,569747	Emerg	4,95132
ELEC13G1BF_TRTE1_IGG1	12,90912	12,82547	0,648025	Emerg	4,187433
DCER13.8BF_TRATK_FETERC	13,10279	13,00915	0,714652	Emerg	2,81527
SALI13TRBF_TRATR_FETERC	13,27335	13,18615	0,656928	Emerg	1,492964
RIOB13.8BF_IRRCQ_RERCQ	13,21552	13,19945	0,121588	Emerg	1,393607
SALI13TQBF_TRATQ_FETERC	13,29862	13,21168	0,653736	Emerg	1,301484
TRIN230 BN_BAR	217,2082	215,817	0,640459	Emerg	1,227903
PASC230 BN_B1	217,3834	215,9129	0,676443	Emerg	1,184033
DCER230 BR_BAR	217,5899	216,0998	0,684819	Emerg	1,098507
SELE138 BN_BP	130,5625	129,6802	0,675717	Emerg	1,082967
GZEV13G4BF_TRT4_IGTG4	13,33957	13,25304	0,648641	Emerg	0,993279
SALI69TQBF_STATQ_LNGZTQ	66,72237	66,29	0,648007	Emerg	0,956222
SALI69TRBF_STATR_LNGZTR	66,72282	66,29045	0,648002	Emerg	0,955549
ELEC69 BR_BA	66,74392	66,31139	0,648038	Emerg	0,924259
TRIN13.8BF_TRATT_FEAUXI	13,35044	13,27589	0,55847	Emerg	0,822606
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	13,63677	13,70157	0,475188	Emerg	0,77647
DCER69 BN_BAR	66,28979	65,8262	0,699331	Emerg	0,564644
CPBA69 BF_LNTRIN_TRTG1	66,84114	66,55966	0,421116	Emerg	0,553322
SDOM13TRBF_TRATR_FETERC	13,32872	13,31414	0,10935	Emerg	0,536796
TRIN13.8BF_TRATQ_FETERC	13,43939	13,34361	0,712698	Emerg	0,316673
POLI69 BN_FUTURA	67,22456	66,79508	0,638865	Emerg	0,201581

Tabla 5.21.- Barras que presentan violaciones por límite de voltaje

El porcentaje de la variación de voltaje en las barras es imperceptible, por tanto no provoca ninguna violación fuera de los límites.

Overloaded Circuit Name	Pre-Cont Line Flow	Post-Cont Line Flow	Limit	Violated Limit	% Over Before	% Over After
CGPA69 _13.8_T1 _TRAF	96,871948	99,474861	82,56	Normal	17,335213	20,487967
PASC -CGPA _LIN.69	94,668968	96,395004	96	Normal	0	0,411463

Tabla 5.22.- Circuitos Sobrecargados

### 5.6.2.5 Disparo de un circuito de la línea de 230kV Molino - Milagro

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3	12,55341	12,47193	0,649082	Emerg	6,828588
CTRI13.8BN_BAR	12,79612	12,72956	0,520193	Emerg	4,903949
ELEC13G1BF_TRTE1_IGG1	12,90912	12,83233	0,594916	Emerg	4,136215
DCER13.8BF_TRATK_FETERC	13,10279	13,00849	0,719667	Emerg	2,820179
SALI13TRBF_TRATR_FETERC	13,27335	13,19331	0,602977	Emerg	1,439467
SALI13TQBF_TRATQ_FETERC	13,29862	13,21882	0,600088	Emerg	1,248186
TRIN230 BN_BAR	217,2082	215,9243	0,59108	Emerg	1,178817
PASC230 BN_B1	217,3834	216,0219	0,626276	Emerg	1,134123
DCER230 BR_BAR	217,5899	216,0897	0,689454	Emerg	1,103123
SELE138 BN_BP	130,5625	129,7498	0,622401	Emerg	1,029869
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	13,63677	13,73026	0,685591	Emerg	0,987505
GZEV13G4BF_TRT4_IGTG4	13,33957	13,26013	0,59548	Emerg	0,940302
SALI69TQBF_STATQ_LNGZTQ	66,72237	66,32542	0,594928	Emerg	0,903308
SALI69TRBF_STATR_LNGZTR	66,72282	66,32586	0,594935	Emerg	0,902646
ELEC69 BR_BA	66,74392	66,34684	0,59493	Emerg	0,871299
MACH13.8BF_SCC2_ICC2	13,299	13,2807	0,137576	Emerg	0,786614
TRIN13.8BF_TRATT_FEAUXI	13,35044	13,2825	0,508902	Emerg	0,77317
DCER69 BN_BAR	66,28979	65,82308	0,704038	Emerg	0,569358
CPBA69 BF_LNTRIN_TRTG1	66,84114	66,59322	0,370905	Emerg	0,503178
TRIN13.8BF_TRATQ_FETERC	13,43939	13,35012	0,664232	Emerg	0,268013
MILA13TKBF_SCC1_ICC1	13,49142	13,35654	0,999747	Emerg	0,220102
POLI69 BN_FUTURA	67,22456	66,82814	0,589689	Emerg	0,152189
MILA230 BN_B1	220,4703	218,2921	0,987962	Emerg	0,095135

Tabla 5.23.- Barras que presentan violaciones por límite de voltaje

La variación de los voltajes post-contingencia en comparación de los voltajes pre-contingencia es casi nula, mientras que los dos circuitos sobrecargados se encuentran dentro del rango permitido.

Overloaded Circuit Name	Pre-Cont Line Flow	Post-Cont Line Flow	Limit	Violated Limit	% Over Before	% Over After
CGPA69 _13.8_T1 _TRAF	96,871948	99,0513	82,56	Normal	17,335213	19,97493
PASC -CGPA _LIN.69	94,668968	96,241905	96	Normal	0	0,251985

Tabla 5.24.- Circuitos Sobrecargados

### 5.6.2.6 Disparo del Autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pomasqui

Bus Bar Name	Pre-Cont Volt	Post-Cont Volt	% Volt Change	Violated Limit Set	% High/Low Limit Violation
PANA34.5BF_TRTF-1_FEFICT	35,01044	46,35291	32,3974	Emerg	27,958347
BETA230 BR_BAR_FICT.	234,2291	308,6477	31,77171	Emerg	27,804432
YUMB230 BR_BAR_FICT.	233,9431	308,4258	31,83796	Emerg	27,71254
SBER230 BR_B1	233,9009	308,4045	31,85266	Emerg	27,703732
PAEZ230 BR_BAR_FICT.	233,8757	308,3819	31,85719	Emerg	27,694355
PANA138 BF_STTULC_ILTULC	140,9899	184,4039	30,79225	Emerg	27,262844
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	13,63677	17,26572	26,61148	Emerg	26,991129
SBER13.2BF_TRAF-1_FETERC	12,91247	17,03969	31,96299	Emerg	25,328667
JAMO115 BN_BAR	116,8054	149,4012	27,90601	Emerg	23,727688
SBER115 BF_TRAF-1_FEFICT	112,2688	148,3963	32,17945	Emerg	22,895487
JAMO230 BR_B1	232,3276	293,6556	26,39718	Emerg	21,596512
IBAR13C2BF_ICC2_CAC2	14,55603	15,36304	5,544175	Emerg	8,083862
PUCA13U1BN_BU1	13,32896	12,54239	5,90123	Emerg	6,302216
PUCA13U2BN_BU2	13,33423	12,54285	5,93502	Emerg	6,298782
MPP 13GBBN_BG1B	12,78895	12,72179	0,525146	Emerg	4,961978
POMA230 BN_B1	224,4699	252,0899	12,30455	Emerg	4,385035
CPBA13.8BN_BAR	13,27789	12,82926	3,378721	Emerg	4,159091
MOLI13U7BF_TRT7_GEU7	13,12977	12,85652	2,081103	Emerg	3,955469
MOLI13U6BF_TRT6_GEU6	13,22564	12,98926	1,787233	Emerg	2,963821
PANA115 BN_BAR	114,0695	149,194	30,79225	Emerg	2,963449
IBAR13C1BF_ICC1_CAC1	13,85012	14,61159	5,497908	Emerg	2,797163
TULC13.8BF_SCC1_ICC1	13,85187	14,60572	5,44226	Emerg	2,7559
MOLI13U9BF_TRT9_GEU9	13,27149	13,02103	1,887201	Emerg	2,726514
CGSR13U3BF_SGTG3_IGTG3	13,67486	14,54999	6,399546	Emerg	2,363769
MOLI13U8BF_TRT8_GEU8	13,30453	13,07835	1,700023	Emerg	2,29828
SROS13TUBF_SRRCW_IRRCW	13,65309	14,49232	6,146868	Emerg	1,958099
TOTO13TQBF_TRATQ_FETERC	14,10382	14,44327	2,4068	Emerg	1,613007
ESME13G1BF_IGG1_GEG1	13,42118	13,22238	1,48122	Emerg	1,222286
IBAR69 BR_BP	68,75417	72,56146	5,537539	Emerg	1,060528
TOTO69 BN_BP	70,60147	72,29689	2,401394	Emerg	0,692043
BABA13.8BF_TRATQ_FETERC	14,18272	14,28305	0,707379	Emerg	0,485781
SROS138 BN_BP1	136,7234	145,5346	6,444511	Emerg	0,437956
CARM138 BR_BAR_FICT.	136,7294	145,5324	6,438272	Emerg	0,436429
TULC69 BR_BP	68,38809	72,11051	5,443082	Emerg	0,432463
CGSR138 BR_BAR	136,7486	145,4999	6,399553	Emerg	0,413988
SROS46TNBR_BTRN	45,36898	48,44295	6,775481	Emerg	0,295967
IBAR34.5BR_BP	34,11565	35,98826	5,489012	Emerg	0,245841
SROS46TPBR_BTRP	45,33816	48,41454	6,785414	Emerg	0,237143
SROS13RNBV_TRTRN_FETERC	13,33503	14,24179	6,79983	Emerg	0,195505
SROS13RPBF_TRTRP_FETERC	13,31412	14,22231	6,821268	Emerg	0,058459

Tabla 5.25.- Barras que presentan violaciones por límite de voltaje

Debido a la interconexión con el vecino país del norte este Transformador es sustancial para el funcionamiento del S.N.I.

En su respectiva simulación se obtuvo que dicho Transformador produciría un efecto negativo en 40 barras cerca de su zona eléctrica, como se indica en tabla 5.25.

Puede apreciarse claramente que el mayor efecto es producido en la zona de 230/115 kV de Colombia (figura 5.18.) la cual presenta problemas voltajes muy arriba de los permitidos en 11 barras por lo que tendría que actuar inmediatamente el sistema de protecciones de esa zona.

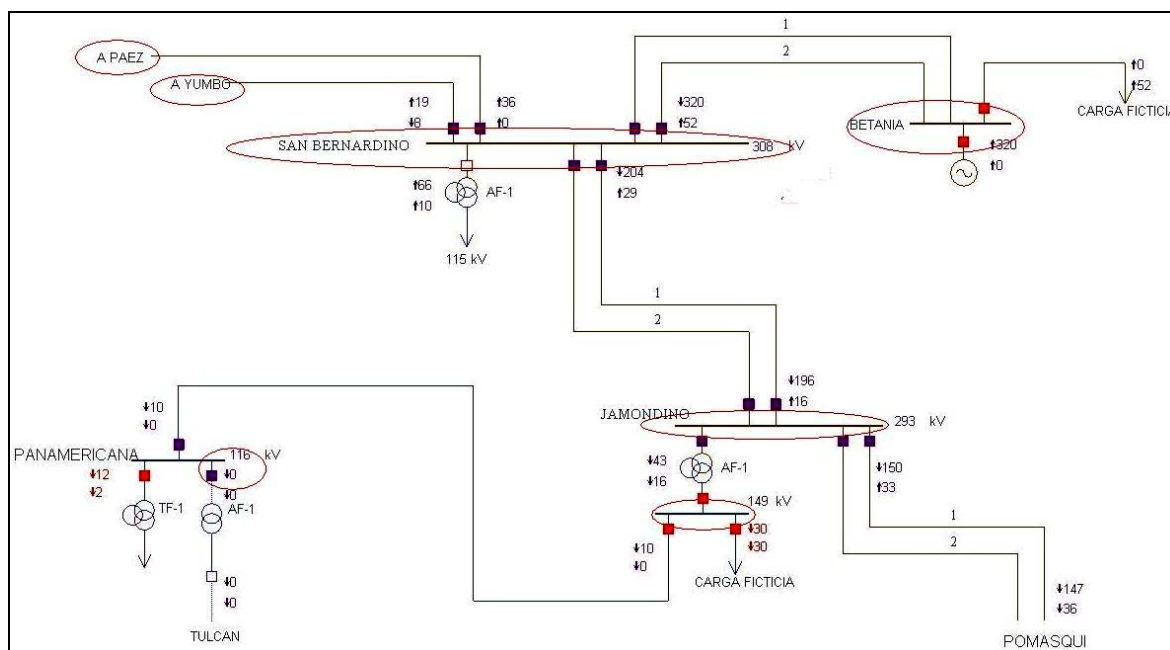


Fig.5.18. Diagrama Unifilar Zona Colombia 230/115 kV

Overloaded Circuit Name	Pre-Cont Line Flow	Post-Cont Line Flow	Limit	Violated Limit	% Over Before	% Over After
PUCA138_13.8_T1_TRAF	34,500362	39,869915	38,4	Normal	0	3,8279
PUCA138_13.8_T2_TRAF	34,509212	39,863247	38,4	Normal	0	3,810535

Tabla 5.26.- Circuitos Sobrecargados



<b>Dropped Load Names</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>
POMA -QUIT1_ALI.138	143,071503	10,53368
POMA -QUIT2_ALI.138	0	0

Tabla 5.27.- Barras que pierden carga

## 5.7 SOLUCIONES GENERALES

De las simulaciones realizadas se observa que el principal efecto que se produce es la *variación de voltaje en las barras*, por tanto para mantener un perfil adecuado de voltaje se sigue en lo posible el orden que se indicará a continuación, el mismo que dependerá de la topología de red; de la disponibilidad de capacitores, reactores, LTC de transformadores y de unidades de generación en el área afectada; con el fin de reducir al mínimo posible el tiempo de restauración del voltaje, considerando prioritario la integridad de las personas, la conservación de los equipos y la continuidad del servicio.

- *Para incrementar el voltaje*
  1. Conexión de líneas de transmisión, si existiera algún circuito abierto.
  2. Conexión de líneas de transmisión que actúan como compensadores.
  3. Compensadores sincrónicos: Si las unidades estuviesen absorbiendo reactivos, estos deberán ser minimizados.
  4. Desconexión de reactores.
  5. Conexión de capacitores.
  6. Excitación de unidades de generación.
  7. Taps bajo carga en transformadores (LTC).
  8. Compensadores sincrónicos: generar reactivos de acuerdo a las necesidades del Sistema.
  9. Ingreso al Sistema de unidades forzadas para control de voltaje y no incluidas en el despacho programado.

- *Para disminuir el voltaje*
  1. Salida del Sistema de unidades forzadas que hayan ingresado por control de voltaje.
  2. Compensadores sincrónicos: si las unidades estuvieran generando reactivos estos deberán ser minimizados.
  3. Desconexión de capacitores.
  4. Conexión de reactores,
  5. Excitación de unidades de generación,
  6. Taps bajo carga en transformadores (LTC),
  7. Compensadores sincrónicos: absorber reactivos de acuerdo a las necesidades del Sistema.
  8. Desconexión de líneas de transmisión que actúan como compensadores,
  9. Desconexión de líneas de transmisión.

Para la normalización del sistema ante el disparo en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, de un circuito de una línea de doble circuito, radial o del anillo de 230 kV, disparo de ambos circuitos de una línea de transmisión radial a 138 kV, disparo de ambos circuitos de una línea de doble circuito del anillo de 230 kV, o disparo de posiciones de entrega a los distribuidores a nivel de 69, 46 o 34.5 kV; se puede seguir el siguiente procedimiento general <sup>21</sup>:

- a) Verificación de la respuesta a la variación de frecuencia de la central Paute a través del Control Automático de Generación AGC y su correcta actuación de regulación secundaria de frecuencia.
- b) El CENACE coordina con los Agentes Generadores, el COT y el CND (Centro Nacional de Despacho de Colombia) la regulación de los voltajes del Sistema Nacional Interconectado, en particular los voltajes de la zona afectada por la falla a fin de que se encuentren dentro de los límites establecidos en las regulaciones vigentes <sup>14</sup>:

<sup>21</sup> Referencia Documento #:IT-DOP-14 del CENACE.

<sup>14</sup> Regulación No. CONELEC 006/00. Numeral 5.3.

- b.1) En condiciones de emergencia o de maniobras, los voltajes en las barras de 138 kV y 230 kV no deberán superar una tolerancia de  $\pm 10\%$  de su valor nominal.
- b.2) En condiciones de emergencia, los voltajes en los puntos de entrega del transmisor a los distribuidores y/o grandes consumidores conectados al SNT no deberán superar una tolerancia de  $\pm 7\%$  de su valor nominal.
- c) Se Verifica que, debido al disparo presentado, no existan elementos con sobrecarga en el sistema y, en caso contrario, tomar las acciones necesarias a fin de normalizar la transferencia de potencia en estos elementos.
- d) Inmediatamente después de la falla y dentro de los primeros 5 minutos después de ocurrida, previo a cualquier intento de reconexión, el COT y los Agentes Distribuidores involucrados reportan al CENACE el informe de relés y alarmas operadas, el estado climático de la zona afectada, una indicación tentativa de la posible causa de la falla así como la condición de disponibilidad de las posiciones y líneas desconectadas.

### **5.7.1 DISPARO EN EL SNI DE UNA POSICIÓN DE ENTREGA A UN DISTRIBUIDOR O DISPARO DE UNA L/T RADIAL EN 138 kV DE UN SOLO CIRCUITO O DE DOBLE CIRCUITO**

Se pueden presentar dos condiciones: primero, que la posición y línea desconectadas sean declaradas disponibles y el análisis de los relés presentados no indique indicios de falla permanente, y segundo, que la línea o posición sean declaradas temporalmente indisponibles para revisión o reparación.

#### **5.7.1.1 Caso en que la Línea o Posición sean Declaradas Disponibles**

Entonces, los procedimientos a seguirse para el restablecimiento del sistema son los siguientes:

- a) Los Agentes Distribuidores operadores de las subestaciones receptoras afectadas por el disparo de la línea, desconectan los disyuntores de línea de interconexión con el SNT, en caso de que éstos no hayan disparado.
- b) El CENACE coordina con los Agentes Distribuidores y el COT un intento de cierre de la línea disparada. El CENACE indica al COT el momento del cierre del disyuntor de la línea. Si la posición vuelve a disparar se procederá según el caso en que se declara indisponible la línea o posición que se indica posteriormente (5.7.1.2).
- c) Una vez reconectada la línea, el CENACE dispone, en coordinación con los Agentes Distribuidores correspondientes, las maniobras de normalización de las S/Es afectadas y sus correspondientes posiciones de interconexión con el SNT.
- d) El CENACE solicita a los Agentes Distribuidores reconectar la carga desconectada y comunica del particular a la central Paute para que regule la frecuencia del sistema. La magnitud de los pasos de reconexión de carga dependerá de la condición del sistema.
- e) El CENACE regula el voltaje de la zona, en la medida que la carga se va reconectando y realiza el reporte de falla correspondiente dentro del plazo establecido.

#### **5.7.1.2 Caso en que la Línea o Posición sean Declaradas Indisponibles o presenten Falla Permanente**

Quando se declare indisponible la línea o posición, se procede de la siguiente manera:

- a) Igual al literal a) del caso anterior.
- b) El COT y el Agente Distribuidor afectado reportan inmediatamente al CENACE los relés y alarmas que han actuado en el nuevo disparo, de ser el caso.
- c) El CENACE solicita al COT y al Agente Distribuidor afectado, que se realice un patrullaje de la línea y una revisión de la posición para que se detecte y despeje la causa de la falla, para que posteriormente se pueda realizar una nueva prueba de energización, y además, consultará con el Agente

Distribuidor si existen posibilidades de que la carga desconectada sea entregada por alguna otra línea, haciendo la transferencia correspondiente. Si no es posible transferir la carga desconectada se ingresa, de existir, generación en la zona para que se abastezca parte o toda la carga desconectada.

- d) En caso de ser necesario y así requerido por el Agente o el COT, el CENACE autoriza y dispone al COT que la posición sea puesta a tierra. De ser necesario también se podrá colocar tierras locales en el sitio de trabajo previa información al CENACE.
- e) Cuando los trabajos de reparación de la falla finalizan el COT o el Agente Distribuidor confirman al CENACE que la falla ha sido despejada totalmente, que las tierras locales han sido retiradas y que el personal que estaba a cargo de la revisión esté fuera del sitio de trabajo.
- f) El CENACE dispone al COT que proceda a quitar la puesta a tierra de la posición en caso de que ésta haya sido colocada. Finalmente para la normalización se procede como se indica en el caso que se declara disponible la línea (5.7.1.1), desde el literal b) hasta el literal e).

## **5.7.2 DISPARO DE UNA L/T PERTENECIENTE AL ANILLO TRONCAL DE 230 kV**

En este caso aunque el evento no puede causar la desconexión de carga en el sistema, éste puede quedar en condiciones críticas; esto se corrobora con los resultados obtenidos en las simulaciones.

### **5.7.2.1 Disparo de un Circuito**

Para este caso se procede de igual forma como se indicó en el numeral 5.7.1.1 desde b) hasta e).

### **5.7.2.2 Disparo de un Doble Circuito**

Para normalizar el sistema se procede de la siguiente forma:

- a) El CENACE solicita el ingreso de generación en la zona afectada para eliminar las sobrecargas en los elementos del sistema y mejorar los niveles de voltaje, sin perjuicio de que la L/T pueda estar disponible inmediatamente después de la falla.
- b) Si la falla es permanente, se limitará la prueba de energización de las líneas hasta cuando se tengan condiciones estables y se cuente con un análisis completo de los relés y las alarmas actuadas.
- c) Verificado el punto anterior, el CENACE dispone al COT el cierre de un circuito de la L/T de la red troncal de 230 kV.
- d) El CENACE dispone al COT el cierre de la Interconexión del sistema con la Empresa Distribuidora y consecutivamente comunica al Agente Distribuidor que puede empezar a normalizar la carga desconectada.
- e) Cuando las condiciones de voltaje lo permitan, el CENACE dispone al COT el cierre del segundo circuito de la L/T de la red Troncal. El CENACE regula el voltaje de la zona, en la medida que la carga se vaya reconectando.
- f) El CENACE solicita la salida de la generación que ingreso para solventar la falla y continuará la ejecución del despacho o redespacho de generación vigente antes de que se produzca la falla. En ciertas circunstancias se realizan cortes de carga para lo cuál se puede proceder de la siguiente manera:

A manera de ejemplo <sup>22</sup> en el caso del disparo del autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa una parte afectada es la zona Santa Rosa – Totoras para la cual la desconexión de carga se solicita de manera proporcional a la demanda de cada empresa en la zona, si es requerida la desconexión de 20 MW, los valores a solicitar serán:

<b>EMPRESA</b>	<b>CARGA (MW)</b>	<b>PORCENTAJE (%)</b>
E. E. Quito S. A.	14.7	74
EMELNORTE	0.8	13
E. E. Ambato S. A.	2.6	4
ELEPCOSA	1.9	9
<b>TOTAL</b>	20	100

Tabla 5.28.- Ejemplo de porcentajes de desconexión de carga

<sup>22</sup> Referencia Documento IT-DOP-05 del CENACE.

## 5.8 SOLUCIONES PARA CONTINGENCIAS ESPECÍFICAS

### 5.8.1 DISPARO DE LA INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA

Se debe tener muy claro que durante la operación influyen diversas variables como la topología, demanda, indisponibilidad de unidades, entre otras, que hacen que los límites de intercambio puedan variar en algunos periodos del día de acuerdo con las condiciones de despacho. Si bien algunas de estas condiciones son previstas durante los estudios que se realizan durante la planeación, todos los escenarios no pueden ser evaluados en su totalidad debido a la incertidumbre acerca de los casos que pueden presentarse.

Debido a esto se indicarán los límites de transferencia de potencia <sup>23</sup> en forma generalizada para la operación Colombia - Ecuador, con el fin de que durante el proceso de despacho y durante la operación misma puedan modificarse los límites y número de unidades, siguiendo los mismos criterios usados durante la planeación.

- Indisponibilidad de uno de los circuitos de la L/T Santa Rosa – Pomasqui.

Ninguna restricción de Importación.

- Indisponibilidad de dos circuitos L/T Santa Rosa – Pomasqui 230 kV.

La importación se restringe a 60 MW debido a las oscilaciones de potencia y voltaje ante pérdida de generación en el sistema eléctrico ecuatoriano. En estado estacionario se requiere de la operación de las tres unidades de la central Santa Rosa como generadores con 16 MW.

- Indisponibilidad de uno de los circuitos de la L/T Jamondino – Pomasqui 220 kV

<sup>23</sup> Generaciones de seguridad y límites de transferencia de potencia para la operación Colombia – Ecuador

Se restringe la importación a 160 MW debido a oscilaciones de potencia y voltaje ante la pérdida de 130 MW de generación en el sistema eléctrico ecuatoriano. Por control de voltaje se requiere el ingreso de dos unidades de Santa Rosa con 16 MW cada una (TG1 como compensador sincrónico, TG2 y TG3 con 16 MW cada una), y de la operación de la interconexión de 138 kV

- Indisponibilidad de la L/T Molino – Totoras 230 kV.

Se restringe la generación de la C.H. Paute (aproximadamente en 800 MW) por control del flujo por la L/T Molino - Riobamba que debe ser menor o igual a 170 MW: Por control de voltajes en la zona norte se requiere de la operación de la interconexión de 138 kV adicional a la operación de la unidad TG3 de la C.T. Santa Rosa. Ante la contingencia n-1 (disparo de la L/T Molino – Riobamba) se presentan oscilaciones amortiguadas de potencia de 80 MW por la L/T Jamondino - Pomasqui a los 15 s y oscilaciones de voltaje del orden de 8 kV en las barras del S.N.I. a los 15 s; para disminuir la amplitud de las oscilaciones es necesario disminuir la transferencia de potencia por la L/T Molino - Riobamba 230 kV.

- Indisponibilidad de uno de los circuitos de la L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV

No se restringe la importación, pero se debe considerar que debido a que ante la contingencia n-1 (disparo del otro circuito de la L/T Santa Rosa - Totoras 230 kV) se presentan oscilaciones amortiguadas de amplitudes de alrededor de 140 MW en el S.N.I. es necesario controlar el flujo por el circuito disponible de la L/T Santa Rosa - Totoras en valores inferiores a 130 MW; con las consideraciones indicadas se obtiene ante la contingencia n-1 oscilaciones del orden de 85 MW amortiguadas a los 15 s. de la simulación. Para controlar el flujo por el circuito disponible de la L/T Santa Rosa - Totoras y por control de voltajes en la zona norte es necesario el despacho de todas las unidades disponibles de la E.E. Quito, Guangopolo, y la transferencia de carga de Tulcán a Colombia, la operación de las unidades de Pucará a mínima carga (10 MW cada unidad), restricción de la operación de la C.H. Agoyán



(aproximadamente en 78 MW) y restricción de la generación de la central Paute (aproximadamente en 950 MW)

El restablecimiento se inicia desde el sistema eléctrico de Colombia, mediante el cierre de un circuito de la L/T Jamondino – Pomasqui de 230 kV, para ello el CENACE ejecuta las siguientes acciones:

- 1) Confirma con el CND y con el COT que las interconexiones Colombia – Ecuador de 230 kV y 138 kV se encuentran disponibles.
- 2) Verifica con el CND que el sistema colombiano se encuentre en el modo de operación del AGC.
- 3) Solicita al CND bajar el voltaje de la S/E Jamondino al valor objetivo (225 kV) previo a la energización de un circuito de la L/T Jamondino – Pomasqui.
- 4) Solicita a las centrales Agoyán y Pucará el “arranque en negro” de una unidad y la inmediata alimentación de sus servicios auxiliares.
- 5) Coordina con el CND y con el COT las maniobras establecidas en la tabla 5.29, para reconectar la carga del sistema de EMELNORTE desde el sistema Colombiano (carga radial).
- 6) Se cierra la posición Pomasqui 2 de 230 kV en la S/E Jamondino.
- 7) Solicita al CND bajar el voltaje de la S/E Jamondino al valor objetivo (230 kV) previo a la energización de las barras de 230 kV de la S/E Pomasqui.
- 8) Se cierra la posición Jamondino 2 de 230 kV en la S/E Pomasqui.
- 9) Se conecta el autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pomasqui.
- 10) Se cierran las posiciones Quito 1 y Quito 2 de 138 kV de la S/E Pomasqui.
- 11) Solicita a la EEQSA reconectar alrededor de 25 MW de carga alimentada desde la S/E Pomasqui.
- 12) Se cierra el circuito 2 de la L/T Pomasqui – Santa Rosa de 230 kV.

En el caso de la Interconexión a 138 kV el procedimiento a seguir es el indicado en la tabla 5.29.

ACTIVIDAD	POSICIÓN DE MANIJAS			MANIOBRAS
	43 TTR			
	PANAMERICANA	TULCÁN	IBARRA	
Condición Sistemas Independientes	3	1	3	-Esta es la posición de las manijas cuando los dos sistemas funcionan independientemente.
CEDENAR es alimentado desde Ecuador	1	1	3	-Si la L/T Panamericana-Tulcán estuviera energizada desde Colombia, desenergizarla. L-170 en Panamericana. -Desde Tulcán energizar línea hacia Panamericana. 52-122 en Tulcán. -Panamericana sincroniza L-170 (un relé de tiempo dispara automáticamente L-140 a Jamondino). -En Panamericana, operador listo para abrir L-140 en caso de que no abra automáticamente. -Las manijas 43-TTR en las S/E's Panamericana, Tulcán e Ibarra no se modifican.
Retorno a sistemas independientes	3	1	3	-Panamericana sincroniza línea a Jamondino L-140 (un relé de tiempo dispara L-170 y abre la interconexión). -En Panamericana, operador listo para abrir L-170 en caso de que no abra automáticamente. -Abrir el 52-122 en Tulcán si se requiere.
Tulcán servido desde Colombia	2	3	3	-Si la L/T Panamericana-Tulcán estuviera energizada desde Colombia, desenergizarla. L-170 en Panamericana. -Desde Tulcán energizar línea hacia Panamericana. 52-122 en Tulcán -Panamericana sincroniza L-170 y envía Disparo Transferido a Tulcán. -Tulcán recibe Disparo Transferido de Panamericana y dispara el 52-152 (línea a Ibarra). -En Tulcán, operador listo para abrir 52-152 en caso de que no abra automáticamente. -Volver las manijas 43-TTR en S/E's Ibarra y Tulcán a la condición de sistemas independientes
Retorno a sistemas independientes	2	3	3	-Tulcán sincroniza el 52-152 (línea a Ibarra) y envía Disparo Transferido a Panamericana -Panamericana dispara L-170 y Tulcán el 52-122. -En Tulcán, operador listo para abrir el 52-122 en caso de que no abra automáticamente. - Volver las manijas 43-TTR en S/E's Panamericana, Tulcán e Ibarra a la condición de sistemas independientes.
Tulcán e Ibarra servidos desde Colombia	2	2	2	-Ibarra hace transferencia del ATQ. -Energizar línea hacia Panamericana. 52-122 en Tulcán -Panamericana sincroniza L-170 y envía Disparo Transferido a Tulcán. -Tulcán recibe Disparo Transferido de Panamericana y envía Disparo Transferido a Ibarra. -Ibarra recibe Disparo Transferido y dispara el 52-SB. -En Ibarra operador listo para abrir 52-SB en caso de que no abra automáticamente. -Volver las manijas 43-TTR en S/E's Ibarra y Tulcán a la condición de sistemas independientes
Retorno a sistemas independientes	2	2	2	-Ibarra sincroniza el 52-SB y envía Disparo Transferido a Tulcán. -Tulcán recibe Disparo Transferido de Ibarra y envía Disparo Transferido a Panamericana. -Panamericana dispara L-170 y Tulcán el 52-122. -En Panamericana, operador listo para abrir L-170 en caso de que no abra automáticamente. -Volver las manijas 43-TTR en S/E's Panamericana, Tulcán e Ibarra a la condición de sistemas independientes.

Tabla 5.29.- Resumen de maniobras para la Interconexión a 138 kV \*

(\*) Acuerdo Operativo de la Interconexión Colombia - Ecuador. Octubre 2005.

## 5.8.2 DISPARO DEL AUTOTRANSFORMADOR ATU 230/138 KV DE LA S/E SANTA ROSA

Aunque en la simulación no se determina la influencia del disparo del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa sus consecuencias según los reportes escritos obtenidos en el CENACE indican que se produce el colapso de la zona Santa Rosa – Totoras – Pomasqui <sup>25</sup>, por actuación de sus propias protecciones u otras, no actúe adecuadamente el esquema automático de apertura de los disyuntores de las posiciones de 138 kV de entrega a la E. E. Quito S. A. en la S/E Santa Rosa, y en consecuencia se produzca el disparo de las posiciones de 138 kV de entrega a la E. E. Quito S. A. en la S/E Pomasqui.

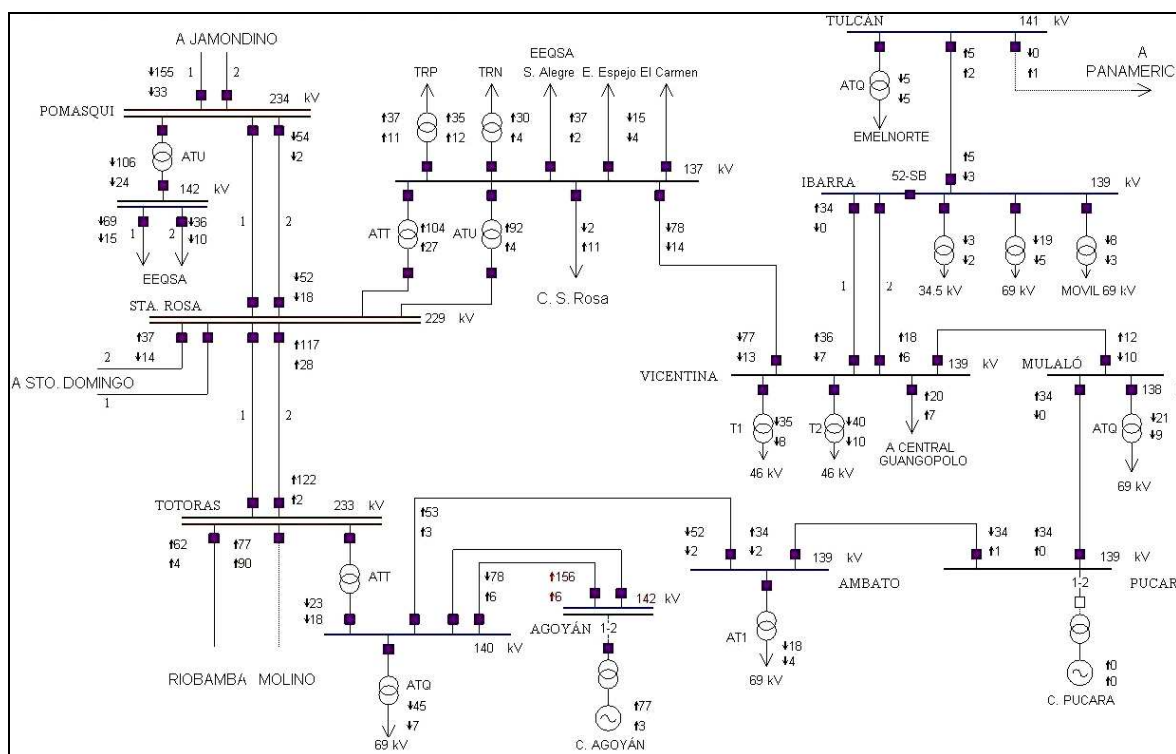


Fig.5.19. Diagrama Unifilar Zona Sta Rosa - Totoras 230/138 kV

Se considera que debido a la apertura del autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa, en consecuencia se dispara la línea de transmisión Totoras - Ambato de 138 kV.

<sup>25</sup> Referencia Documento #: IT-DOP-09 del CENACE.

Cabe indicar que se pueden considerar otras acciones, o ejecutar maniobras en un orden diferente al que se indica a continuación, en función de las condiciones posteriores a la falla o de las circunstancias que se presenten durante el proceso de restauración del sistema. Teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1) Se asume que ante el disparo del autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa, disparan las posiciones de 138 kV de entrega a la E. E. Quito S. A. en la S/E Pomasqui por sobrecarga, y en consecuencia se puede producir el disparo de la L/T Totoras – Ambato de 138 kV ocasionando el colapso de la zona Santa Rosa – Totoras – Pomasqui, pero de no ser así si se prevé el colapso de la zona Santa Rosa – Pomasqui.
- 2) El servicio eléctrico de la E. E. Ambato S. A. a través de la S/E Totoras, no se ve afectado, si la S/E Totoras queda energizada y no se disparan las unidades de la central Agoyán.
- 3) Las maniobras y acciones iniciales, deben estar encaminadas a dar servicios auxiliares a todas las unidades de generación ubicadas en la zona Santa Rosa - Totoras - Pomasqui, para posteriormente, proseguir con el restablecimiento del servicio de la zona en el menor tiempo posible.
- 4) En este procedimiento, se considera que la interconexión Colombia - Ecuador de 138kV se encuentra abierta y disponible.
- 5) Las centrales ubicadas en la zona Santa Rosa – Totoras - Pomasqui son: Agoyán, Pucará, Santa Rosa, Guangopolo, El Carmen, Recuperadora, Papallacta, Loreto y las centrales de generación de las siguientes Empresas Distribuidoras: E. E. Quito S. A., EMELNORTE, E. E. Ambato S. A. y ELEPCOSA.
- 6) Las subestaciones Santa Rosa y Pomasqui forman un anillo con el sistema interno de la E. E. Quito S. A. y la L/T Santa Rosa – Pomasqui de 230 kV, y

ante el colapso descrito, el autotransformador ATU de la S/E Pomasqui 230/138 kV permanece energizado.

- 7) Se considera alta y sobre frecuencia cuando se tienen valores que excedan los límites establecidos para operación normal en los Procedimientos de Despacho y Operación ( $60 \pm 0.15$  Hz).
- 8) La frecuencia del sistema y el control del intercambio por la Interconexión Colombia – Ecuador de 230 kV se realiza mediante la función AGC del CENACE o el AGC de respaldo del CND de ser el caso.

*Consecuencias en la zona Santa Rosa – Totoras – Pomasqui:*

- Disparo de las unidades de generación que se encontraban en paralelo en esta zona, excepto la central Agoyán,
- Colapso total de la zona, dependiendo de las condiciones prefalla del sistema, y pérdida de los servicios auxiliares de las unidades de la zona Santa Rosa – Totoras – Pomasqui.

*Consecuencias en el resto del SNI:*

- Alta frecuencia,
- Altos voltajes,
- Disminución (rechazo) de potencia activa y reactiva en las unidades de generación del sistema,
- Posible sobrecarga del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras, dependiendo del valor de generación de la central Agoyán,
- Debido a los sobrevoltajes que se presentan, pueden haberse conectado automáticamente algunos reactores en el SNI y disparado los circuitos # 1 de las líneas de transmisión de doble circuito de 230 kV por la actuación de los relés de sobrevoltaje,
- Disparo de algunas unidades de generación por la actuación de los relés de sobrefrecuencia,

- Variación de potencia activa y reactiva por la Interconexión Colombia – Ecuador de 230 kV.

#### **5.8.2.1 Maniobras inmediatas para iniciar el restablecimiento**

Considerando que luego del disparo del autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa, se produciría el colapso total de la zona Santa Rosa – Totoras – Pomasqui, deben considerarse las siguientes acciones de restablecimiento:

- 1) En caso de sobrecarga en las unidades de la central Paute, el CENACE utiliza la reserva rodante, y la reserva fría necesaria para descargar las unidades y permitir al AGC controlar la frecuencia del sistema y el Intercambio por la Interconexión Colombia – Ecuador de 230 kV.
- 2) El CENACE solicita a la central Agoyán bajar la generación a valores que permitan eliminar la sobrecarga del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras, de ser el caso.
- 3) El CENACE dispone el control del voltaje del sistema en coordinación con los Agentes Generadores, con el COT y con el CND.
- 4) El CENACE verifica condiciones pos-falla con los medios a su alcance: comunicación con el COT y con los Centros de Operación de los Agentes y, mediante el análisis de las listas de eventos y alarmas del STR.
- 5) El CENACE solicita a la E. E. Ambato S. A. transferir la carga de la S/E Ambato a la S/E Totoras controlando el flujo por el autotransformador ATQ 138/69 kV de la S/E Totoras.
- 6) El CENACE solicita al COT realizar la inspección física del autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa y verifica la actuación de los disparos de las posiciones TRN y TRP de la S/E Santa Rosa 138 kV y Quito 1 y Quito 2 de la S/E Pomasqui 138 kV.
- 7) El CENACE solicita al COT la apertura de todos los disyuntores de las subestaciones que estén desenergizadas: Ambato, Pucará, Mulaló, Vicentina, Ibarra, Tulcán, Santa Rosa y Pomasqui (en caso de mantenerse energizadas las posiciones Quito 1 y Quito 2 no se abrirán estas posiciones).

- 8) El CENACE solicita a la central térmica Guangopolo la apertura de la L/T Vicentina de 138 kV.
- 9) Solicita a los Distribuidores de la zona Santa Rosa – Totoras – Pomasqui acondicionar sus sistemas para que el cierre de las posiciones de entrega se las realice en vacío.
- 10) HIDROAGOYÁN y TERMOPICHINCHA informan al CENACE de las maniobras ejecutadas y de la condición de sus instalaciones.
- 11) Solicita el cierre de las posiciones de alta y baja del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa. De forma paralela:
  - Solicita al COT el cierre de la L/T Totoras - Ambato de 138 Kv y de las posiciones de alta y baja del autotransformador AT1 138/69 kV de la S/E Ambato.
  - Coordina con el COT y ELEPCOSA el cierre de la posición Latacunga de 69 kV de la S/E Ambato y la reconexión de carga de la S/E Ambato.
  - Coordina con el COT y la E. E. Ambato S. A. el cierre de la posición Ambato 1 de 69 kV de la S/E Ambato y solicita normalizar la carga que es servida desde la S/E Ambato.
- 12) Solicita al COT el cierre de la L/T Central Santa Rosa de 138 kV, previa coordinación con la central Santa Rosa.
- 13) Solicita a la central Santa Rosa el arranque de las unidades de acuerdo a lo indicado en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.
- 14) Coordina con el COT y la E. E. Quito S. A. el cierre de las posiciones Selva Alegre, Eugenio Espejo, TRN y TRP de 138 kV de la S/E Santa Rosa.
- 15) Coordina con la E. E. Quito S. A. la reconexión de carga de la S/E Santa Rosa de acuerdo a los niveles de voltaje y controlando el flujo por el autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa.
- 16) Solicita a la E. E. Quito S. A. el arranque de las unidades de las centrales hidráulicas Guangopolo, Pasochoa y Los Chillos.
- 17) Solicita a la E. E. Quito S. A. el arranque de las unidades de las centrales térmicas Gualberto Hernández y Luluncoto de acuerdo a lo indicado en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.

- 18) El CENACE coordina con el COT y la E.M.A.A.P.-Q el cierre de la posición El Carmen de 138 kV de la S/E Santa Rosa y consecutivamente solicita el arranque de las unidades de las centrales El Carmen y Recuperadora.
- 19) Solicita al COT el cierre de la L/T Santa Rosa - Vicentina y el cierre de la L/T Guangopolo de 138 kV, previa coordinación con la central térmica Guangopolo.
- 20) Solicita a la central térmica Guangopolo el cierre de la L/T Vicentina de 138 kV.
- 21) Solicita a la central térmica Guangopolo el arranque de las unidades de acuerdo a lo indicado en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.
- 22) Coordina con el COT y la E. E. Quito S. A. el cierre de las posiciones T1 y T2 de 138 kV de la S/E Vicentina y consecutivamente la reconexión de carga de la S/E Vicentina de acuerdo a los niveles de voltaje y controlando el flujo por el autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa y por la L/T Santa Rosa – Vicentina de 138 kV.
- 23) Solicita a la E. E. Quito S. A. el arranque de las unidades de las centrales hidráulicas Cumbayá y Nayón.
- 24) Solicita a ECOLUZ el arranque de las unidades de las centrales hidráulicas Papallacta y Loreto.
- 25) Confirma con el COT la disponibilidad de las posiciones Quito 1 y Quito 2 de la S/E Pomasqui.
- 26) Se coordina con el COT y la E. E. Quito S. A. el cierre de las posiciones Quito 1 y Quito 2 de la S/E Pomasqui y luego la reconexión de carga de la S/E Pomasqui de acuerdo a los niveles de voltaje y controlando el flujo por el autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pomasqui y principalmente los flujos en las posiciones Quito 1 y Quito 2 de la S/E Pomasqui 138 kV.
- 27) Solicita al COT el cierre de la L/T Vicentina - Mulaló y consecuentemente el cierre de la L/T Mulaló - Pucará de 138 kV.
- 28) Se solicita a la central Pucará el arranque de las unidades de acuerdo a lo indicado en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente, o por requerimientos del sistema.
- 29) Se solicita al COT el cierre de la L/T Pucará en la S/E Ambato.



30) El COT verifica la diferencia de voltaje en la ménsula de sincronización, e informa al CENACE si las condiciones de sincronización son las adecuadas, en el caso de no serlas el CENACE dispone las maniobras que sean necesarias para que esta diferencia sea minimizada.

31) Conseguidas las condiciones de voltaje y ángulo, el CENACE solicita al COT, la sincronización y el cierre de la L/T Ambato en la S/E Pucará, maniobra que debe ser ejecutada de forma local (manual). Con esta maniobra se cierra la malla Santa Rosa - Totoras - Ambato - Pucará - Mulaló - Vicentina - Santa Rosa - Pomasqui.

32) Se solicita al COT el cierre de la posición de alta del autotransformador ATQ 138/69 kV de la S/E Mulaló.

33) El CENACE coordina con el COT y ELEPCOSA el cierre de la posición Empresa Latacunga (posición de baja del autotransformador ATQ 138/69 kV) de 69 kV de la S/E Mulaló y la reconexión de carga de la S/E Mulaló.

34) Se solicita a ELEPCOSA el arranque de las unidades de las centrales hidráulicas Illuchi 1 e Illuchi 2.

35) Se solicita a la central Agoyán normalizar su generación de acuerdo al flujo por el autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras.

36) Se solicita al COT el cierre del circuito 2 de la L/T Vicentina - Ibarra de 138 kV.

37) Se solicita al COT el cierre de las posiciones de alta y baja del autotransformador ATQ 138/69 kV de la S/E Ibarra.

38) Se coordina con el COT y EMELNORTE el cierre de la posición Otavalo de 69 kV de la S/E Ibarra y de las posiciones de alta y baja del transformador T1 138/34,5 kV de la S/E Ibarra.

39) Se coordina con el COT y EMELNORTE el cierre de las posiciones Ambi y Selva Alegre de 34,5 kV de la S/E Ibarra y las posiciones de alta y baja de la S/E Móvil 138/69 kV de la S/E Ibarra.

40) Se coordina con EMELNORTE la reconexión de carga de la S/E Ibarra y el arranque de las unidades de la central hidráulica El Ambi.

41) Se Solicita al COT el cierre de la L/T Ibarra - Tulcán de 138 kV y de las posiciones de alta y baja del autotransformador ATQ 138/69 kV de la S/E Tulcán.

- 42) El CENACE coordina con el COT y EMELNORTE el cierre de las posiciones Tulcán 1 y Tulcán 2 de 69 kV de la S/E Tulcán y consecutivamente la reconexión de carga de la S/E Tulcán.
- 43) Se solicita a EMELNORTE el arranque de las unidades de las centrales hidráulicas de la zona de Tulcán.
- 44) Solicita al COT el cierre del circuito 1 de la L/T Vicentina - Ibarra de 138 kV.
- 45) Coordina con el COT y el Centro Nacional de Despacho de Colombia (CND) el cierre de la L/T Panamericana de 138 kV de la S/E Tulcán (energización en vacío).
- 46) Solicita al COT la normalización de los circuitos de las líneas de transmisión de 230 kV que estuviesen desconectados, y la desconexión de los reactores, de así requerir el sistema.
- 47) Una vez normalizado el servicio y de acuerdo a las condiciones del sistema, el CENACE solicita la salida de las unidades que ingresaron para solventar la emergencia y que no estén contempladas en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente, respetando sus tiempos mínimos de operación.

### **5.8.3 DISPARO DEL AUTOTRANSFORMADOR ATU 230/138 kV O DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 230/138 kV DE LA S/E PASCUALES.**

Cabe indicar que los autotransformadores ATU y ATT de la S/E Pascuales operan en paralelo<sup>26</sup> como se indica en la figura 5.20, razón por la cual el disparo de uno de estos autotransformadores puede causar la sobrecarga del otro.

Tienen una capacidad de 375 MVA cada uno para operación continua y, pueden soportar hasta una carga de 450 MVA por 15 minutos.

En este procedimiento se considera que no existe la malla Pascuales – Salitral – Trinitaria – Pascuales.

<sup>26</sup> Referencia Documento IT-DOP-07 del CENACE

### 5.8.3.1 Maniobras y Acciones de Restablecimiento

1) El CENACE utiliza toda la reserva rodante de las unidades de generación que se encuentren en operación dentro de la zona de Pascuales. En primera instancia el CENACE dispone subir la generación en las unidades más rápidas (unidades de la central Álvaro Tinajero, unidades a gas de la central Aníbal Santos, unidad TG4 de la central Gonzalo Zevallos) y en forma paralela subir la generación en las unidades a vapor de la central Gonzalo Zevallos y unidad a vapor de la central Aníbal Santos a velocidad de emergencia.

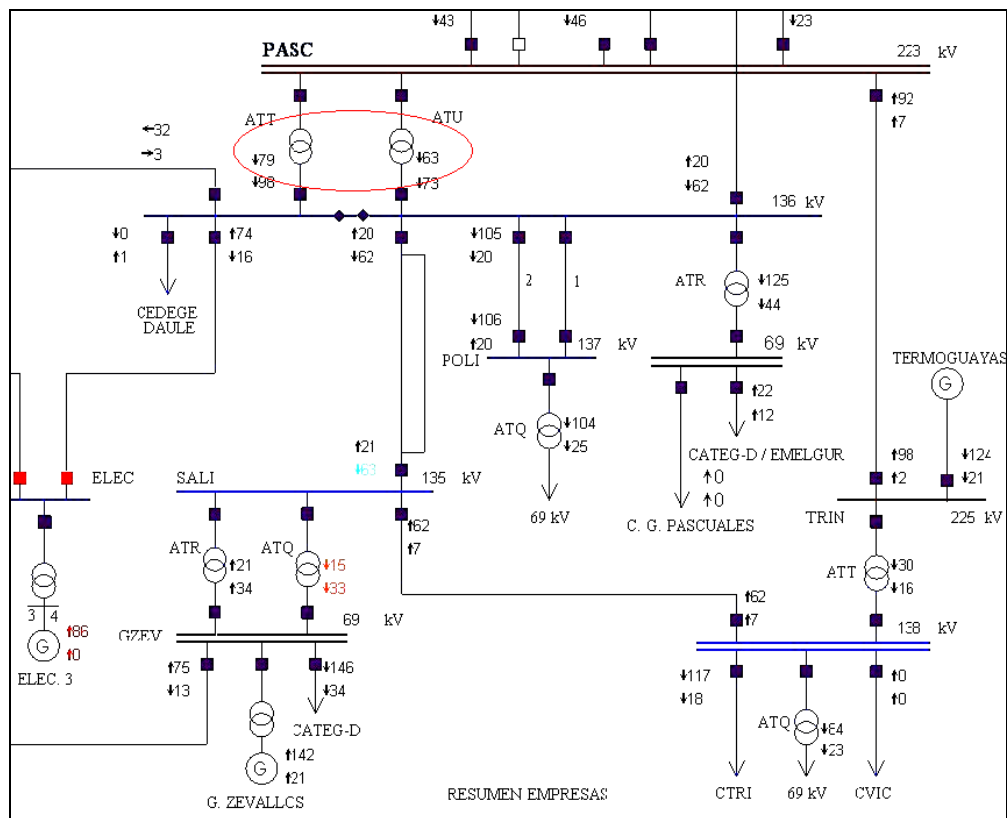


Fig.5.20. Anillo Pascuales - Trinitaria - Salitral – Pascuales

2) El CENACE solicita el arranque de las unidades más rápidas existentes en la zona de Pascuales (unidades TG1, TG2 y TG3 de la central Aníbal Santos, unidad TG4 de la central Gonzalo Zevallos, unidades 1 y 2 de la central Álvaro Tinajero). El número de unidades a ser solicitadas, depende del nivel de sobrecarga presente en el autotransformador ATU o el autotransformador ATT de la S/E Pascuales.

- 3) De forma paralela y en caso de ser necesario, el CENACE elabora un plan de desconexión de carga que involucra a los Distribuidores de la zona de Pascuales, mismo que será equitativo y en proporción a la demanda de las empresas de distribución de la zona.
- 4) Si transcurridos 15 minutos desde el momento de la falla, no se ha eliminado la sobrecarga del ATU o ATT de la S/E Pascuales, el CENACE ejecuta el plan de desconexiones previsto, solicitando inmediatamente a los Distribuidores de la zona de Pascuales desconectar la carga necesaria para bajar la transferencia del autotransformador ATU o del autotransformador ATT de la S/E Pascuales al valor de operación continua declarado por TRANSELECTRIC (375 MVA).
- 5) Los Distribuidores de la zona de Pascuales desconectan por solicitud del CENACE, los alimentadores previamente establecidos, en un tiempo no mayor a los 5 minutos.
- 6) Si después de los 5 minutos de realizada la solicitud por parte del CENACE, los Distribuidores de la zona de Pascuales no efectúan la desconexión de carga, el CENACE solicita al COT la apertura de las posiciones Transmisión Daule (EMELGUR) y Cervecería (CATEG-D) de 69 kV de la S/E Pascuales y de la posición Colonche (EMEPE) de 69 kV de la S/E Santa Elena. La apertura de las posiciones debe realizarse, en caso de que cada una tenga potencia activa alimentando la carga de la empresa eléctrica a la que corresponde.
- 7) Sí se presenta la alarma de sobretensión en el ATU o ATT de la S/E Pascuales, el COT inmediatamente informa al CENACE el valor de la temperatura de los devanados y su evolución posterior.
- 8) Eliminada la sobrecarga del autotransformador ATU o del autotransformador ATT de Pascuales, verificada su condición operativa (temperaturas de aceite y devanados), y de acuerdo a las condiciones del sistema el CENACE realiza las siguientes acciones:
  - Solicita al COT el cierre de las posiciones que se hayan abierto para solventar la emergencia, coordinando con las empresas de Distribución correspondientes.
  - Solicita a los Distribuidores de la zona de Pascuales normalizar la carga desconectada de acuerdo a las capacidades de generación en línea en la zona de Pascuales, de transmisión y de regulación de los voltajes,

- Normaliza la reserva rodante.
- 9) De acuerdo a las condiciones del sistema, el CENACE solicita la salida de las unidades de generación que ingresaron al sistema para solventar la emergencia, respetando sus tiempos mínimos de operación y de acuerdo los requerimientos del Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.

#### 5.8.4 DISPARO DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 230/138 DE LA S/E TOTORAS

Normalmente el flujo de potencia activa por el autotransformador ATT de la S/E Totoras<sup>27</sup> es desde el lado de 138 kV al de 230 kV (figura 5.21).

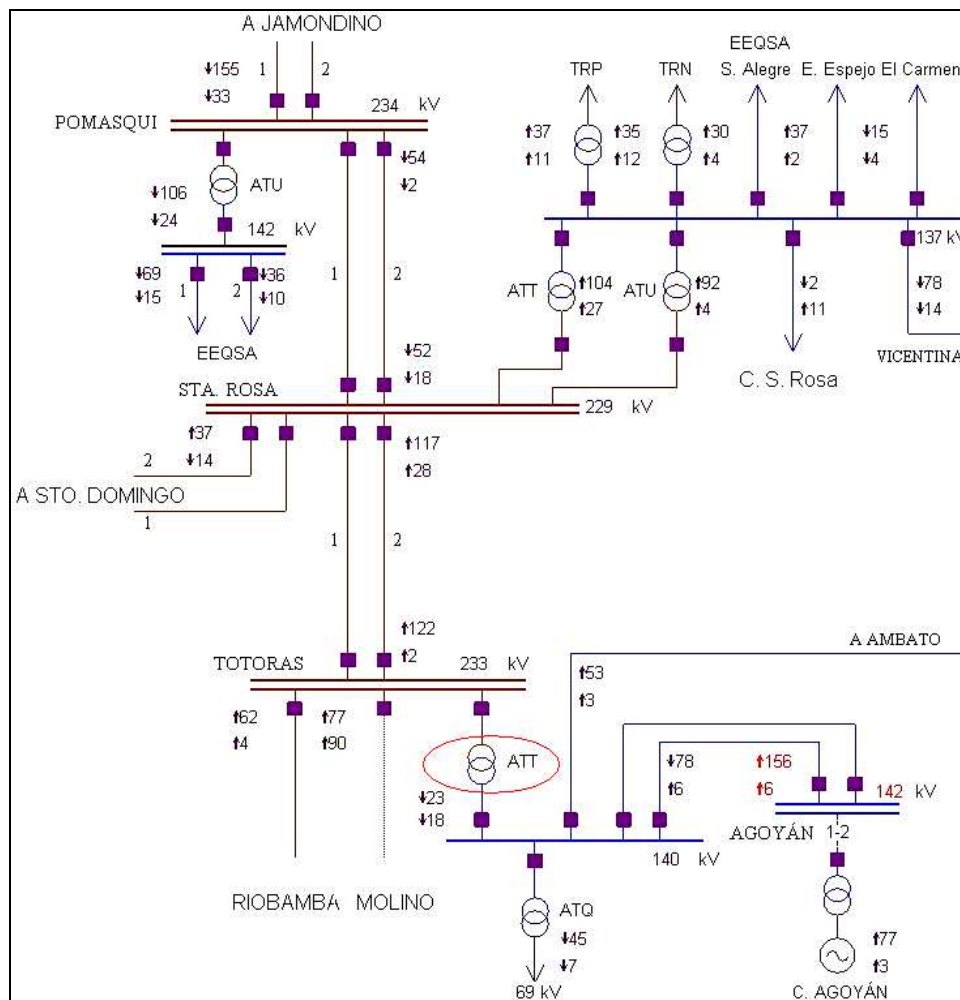


Fig.5.21. Diagrama unifilar de la subestación Totoras

<sup>27</sup> Referencia Documento IT-DOP-10 del CENACE

En condiciones de baja carga de la central Agoyán o en casos especiales de la operación tales como: indisponibilidad del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa (por mantenimiento o falla), indisponibilidad parcial o total de las unidades de la central Agoyán y/o central Pucará, puede darse que el flujo de potencia activa sea en sentido contrario.

Se considera a la interconexión con Colombia a 230 kV como un generador equivalente asociado al nodo frontera y por lo tanto una fuente de reserva rodante que podría variar la transferencia programada por seguridad del sistema.

Ante el disparo del autotransformador ATT de la S/E Totoras y de acuerdo al sentido y magnitud del flujo con que se encuentre previo al disparo, se prevé los siguientes efectos:

#### **5.8.4.1 Transferencia de potencia activa desde 138 a 230 kV**

- Posible sobrecarga de las líneas de transmisión: Totoras – Ambato, Ambato – Pucará, Pucará – Mulaló y Mulaló – Vicentina de 138 kV.
- Si la central Pucará se encuentra en operación, las líneas de transmisión Pucará Mulaló y Mulaló – Vicentina tendrían un mayor nivel de sobrecarga.
- Si la central Pucará no se encuentra en operación, las líneas de transmisión Totoras – Ambato y Ambato – Pucará tendrían un mayor nivel de sobrecarga.
- Bajos voltajes en las subestaciones Mulaló, Vicentina, Ibarra, Tulcán, Pomasqui, Santa Rosa, Ambato, Tena y Francisco de Orellana presentándose en las S/E Mulaló, Tena y Francisco de Orellana los niveles de voltaje más críticos.
- Posible sobreexcitación de las unidades de las centrales Agoyán, Pucará y Santa Rosa.

#### 5.8.4.1.1 Maniobras y Acciones de Restablecimiento

- El CENACE dispone a la central Pucará disminuir la generación al mínimo de forma de disminuir la sobrecarga de la línea Pucará – Mulaló de 138 kV.
- El CENACE dispone a la central Agoyán disminuir la generación a valores que permitan eliminar la sobrecarga de la líneas Totoras – Ambato y Pucará - Mulaló de 138 kV.
- En caso de presentarse una disminución en los márgenes de reserva para RSF, el CENACE dispone subir generación en otras unidades del sistema, y/o el ingreso de las unidades contempladas en la lista de mérito de reserva fría, de acuerdo a las circunstancias, y permitir al AGC (Control de Generación Automática) controlar la frecuencia del sistema y el Intercambio por la Interconexión Colombia – Ecuador de 230 kV.
- En caso de sobrecarga en las unidades de la central Paute, el CENACE dispone a las empresas Distribuidoras (excepto la E. E. Ambato S. A. ELEPCOSA, y E.E.Sucumbios) efectuar desconexiones manuales de carga en montos necesarios para eliminar dicha sobrecarga.
- El CENACE dispone a los Agentes Generadores el control de la potencia reactiva de aquellas unidades que se encuentren sobreexcitadas (valores de potencia reactiva fuera de la curva de capacidad).
- El CENACE dispone la normalización del voltaje del sistema en coordinación con los Agentes Generadores, con el COT y con el Centro Nacional de Despacho de Colombia (CND). Cabe indicar que con la disminución de la transferencia de potencia activa por las líneas de transmisión: Totoras – Ambato, Ambato – Pucará, Pucará – Mulaló y Mulaló – Vicentina, los niveles de voltaje mejoran en las subestaciones de la zona Pomasqui - Santa Rosa - Totoras.
- Una vez normalizada la reserva en las unidades de la central Paute y de acuerdo a las condiciones del sistema, el CENACE dispone a las empresas Distribuidoras normalizar la carga desconectada si la hubiere.

#### 5.8.4.2 Transferencia de potencia activa desde 230 hacia 138 kV

- Posible sobrecarga del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa.
- Bajos voltajes en las subestaciones Totoras, Ambato, Tena, Francisco de Orellana Pucará y Mulaló, de no encontrarse en línea la central Agoyán.

##### 5.8.4.2.1 Maniobras y Acciones de Restablecimiento

- El CENACE dispone la normalización del voltaje del sistema en coordinación con los Agentes Generadores y con el COT.
- El CENACE y las Empresas involucradas aplican las maniobras indicadas a continuación para la Eliminación de la Sobrecarga del Autotransformador ATU 230/138 kV de la Subestación Santa Rosa <sup>28</sup>:

1) Utilizan toda la reserva rodante de las unidades de generación que se encuentren en operación dentro de la zona Santa Rosa – Totoras.

2). No disponen la reconexión de carga en la zona Santa Rosa – Totoras mientras la transferencia por el autotransformador permanezca sobre sus valores nominales (375 MVA).

3) La reconexión de carga en las Empresas Distribuidoras que no se encuentran en la zona Santa Rosa –Totoras, se la efectúa de acuerdo a la reserva de generación existente en el resto del sistema.

4) Se solicita el arranque de las unidades de las centrales Santa Rosa y Pucará. El número de unidades a ser solicitadas, depende del nivel de sobrecarga presente en el autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa.

7) Si transcurridos 15 minutos desde el momento de la falla, no se ha eliminado la sobrecarga del ATU de la S/E Santa Rosa, el CENACE ejecuta el plan de desconexiones previsto, solicitando inmediatamente a los Distribuidores de la zona Santa Rosa – Totoras, desconectar la carga necesaria para bajar la transferencia del autotransformador ATU de Santa Rosa al valor de operación continua declarado por TRANSELECTRIC (375 MVA).

<sup>28</sup> Referencia Documento IT-DOP-05 del CENACE



8) El CENACE coordina el ingreso de la(s) unidad(es) disparada(s), en caso de haberlas, y el incremento de su potencia activa a los valores previos al disparo.

9) Eliminada la sobrecarga del autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa y verificada su condición operativa (temperaturas de aceite y devanados) y de acuerdo a las condiciones del sistema, el CENACE solicita a las empresas Distribuidoras de la zona Santa Rosa - Totoras la normalización de la carga desconectada.

#### **5.8.4.3 Normalización del sistema considerando la indisponibilidad temporal del autotransformador ATT de la S/E Totoras.**

1) El COT informa al CENACE un tiempo aproximado de revisión del autotransformador ATT. Si este tiempo supera los 20 minutos, el CENACE optimiza la generación de las centrales Agoyán y Pucará, considerando los límites de operación normal de las líneas de transmisión Totoras – Ambato, Ambato – Pucará, Pucará – Mulaló y Mulaló – Vicentina de 138 kV.

2) En caso de indisponibilidad prolongada del autotransformador, que supere las dos horas de duración, el Supervisor de Operaciones del CENACE dispone la realización de un Redespacho.

Una vez que se declare la disponibilidad del autotransformador ATT de la S/E Totoras:

a) El CENACE verifica con el COT si el autotransformador fue puesto a tierra y, si ese es el caso, solicitar el retiro de las puestas a tierra.

b) El CENACE solicita al COT el cierre del disyuntor 52-2T2, correspondiente a la posición de 230 kV del autotransformador ATT de la S/E Totoras.

c) El COT verifica la diferencia de voltaje en la ménsula de sincronización, e informa al CENACE si las condiciones de sincronización son las adecuadas, en

caso de no serlas el CENACE dispone las maniobras que sean necesarias para que esta diferencia sea minimizada.

d) Conseguidas las condiciones de sincronización de voltaje y ángulo, el CENACE solicita al COT, el cierre del disyuntor 52-1T2, correspondiente a la posición de 138 Kv del autotransformador ATT de la S/E Totoras, maniobra que debe ser ejecutada de forma manual (local).

e) El CENACE coordina con el COT y los Agentes Generadores la regulación de los voltajes del sistema, especialmente de la Zona Pomasqui - Santa Rosa – Totoras.

f) De acuerdo a las condiciones del sistema, el CENACE dispone la salida de las unidades de generación, no incluidas en el despacho programado o en el redespacho vigente, respetando sus tiempos mínimos de operación, y normalizar la generación de otras unidades que, por esta causa, el CENACE haya dispuesto operar en un valor diferente al despachado.

Debe indicarse que los procedimientos descritos en los casos señalados anteriormente son aplicados en la realidad por el CENACE en coordinación operativa en tiempo real con TRANSELECTRIC y los Agentes del MEM tanto en condiciones normales y de emergencia, los mismos que irán variando conforme al aumento de la demanda eléctrica del país, el incremento de generación planificada para los próximos años y las interconexiones previstas con Colombia y Perú, por lo que la formación mediante herramientas del tipo simuladores de redes como el DTS estudiado en este trabajo, permitirá entrenar a los operadores para diferentes situaciones, de esta forma se podrá desarrollar estrategias que posibilite reaccionar de forma casi automática ante eventos o problemas que determinen nuevos comportamientos del sistema.

## **CAPÍTULO 6**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **6.1 CONCLUSIONES**

- El tiempo que el sistema eléctrico permaneció afectado por la contingencia y el éxito en la ejecución de las maniobras de restablecimiento, dependieron básicamente, del buen estado de los equipos y del conocimiento de los procedimientos por parte del operador.
- Mediante la interacción entre el DTS y el operador, se ha conseguido reducir el período de aprendizaje y evitado errores considerables como la desconexión involuntaria de líneas de transmisión a tiempo real en programas como el EMS, justificando la disminución de la relación costo-beneficio.
- Durante estos 6 años, estadísticamente los meses en los cuales se han presentado mayor número de fallas en transformadores, han sido los meses de marzo, octubre y enero, sus causas son: el período de invierno en la costa de diciembre hasta abril y en la sierra (parte norte) empieza en octubre terminando en abril, donde se incrementan las fallas debido a la humedad y a las descargas atmosféricas.
- Los agentes MEM fueron causantes del mayor número de salidas de transformadores y presentados con mayor frecuencia en los meses de febrero - marzo con el 90% de salidas en la zona Occidental.
- A partir de la interconexión de Colombia en marzo del 2003, fallas, como la de la línea de transmisión de Molino-Pascuales, que se consideraba muy grave hasta el punto de llegar al colapso total, ha dejado de ser una contingencia importante, así se corroboró al simular el sistema con el

programa DTS. Esto fue debido a que se puede asumir como una central más conectada en forma radial al sistema, aumentando la confiabilidad.

- En subsistemas que representan un alto porcentaje de la demanda del SNI, no es adecuado asignar reserva rodante para el caso de contingencias severas como la pérdida del transformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa o del disparo de más de dos unidades de la C. H. Paute, en estos casos el aporte de las unidades de generación del sistema calificadas para participar en regulación primaria y secundaria de frecuencia junto al Esquema de Alivio de Carga, representan una solución para evitar el colapso del SNI.
- La frecuencia de salidas por mantenimiento de transformadores depende de la zona de ubicación, edad y condiciones operativas así como del nivel de voltaje, así se tiene que las mayores salidas de S/E por mantenimiento son Santo Domingo y Pascuales, debido en gran parte a la humedad que existe en este sector que corresponde a la Costa.
- No existe una guía básica del operador para el uso de la aplicación del SCADA RANGER correspondiente al Análisis de Contingencias del DTS, por lo cual el presente trabajo ha proporcionado a los operadores una herramienta para actuar con mayor rapidez frente a una falla y saber cuales son las más graves para acceder a un plan estratégico ante posibles contingencias futuras en el sistema.
- El CENACE instaló y puso en operación un nuevo sistema SCADA con un programa de última generación, como el EMS, que garantiza un mejor funcionamiento del sistema en casos de emergencia. De los análisis y resultados obtenidos en este proyecto, se concluye que el programa analizado es fiable, además, los resultados tienen mucha congruencia al compararlos con la experiencia adquirida por los operadores del Centro de Control.

- En ciertos casos no se pudo evitar desconexiones en transformadores debido a que se tienen que realizar forzosamente mantenimientos multianuales y correctivos (cambios de fase, pruebas eléctricas, cambios de empaques) para de esta manera no tener desgastes prematuros o daños graves y definitivos del transformador.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Al correr el programa DTS se puede notar que los transformadores cuyo cronograma de mantenimiento se debe cumplir estrictamente son ATT Quevedo, ATU Santo Domingo y ATU Pomasqui, porque de ocurrir fallas en los mismos, por falta de mantenimiento, se tiene un alto número de barras que no cumplen los parámetros de voltaje normales de funcionamiento.
- En caso de producirse una contingencia el operador debe tener las siguientes actitudes:
  - Reaccionar con oportunidad ante los eventos que afecten la prestación normal del servicio, para evitar que se produzcan vacíos en la comunicación.
  - Tener a mano siempre información continua, veraz y actualizada sobre la evolución de la situación eléctrica.
  - Procurar que en cada mensaje emitido, prime el interés público sobre el particular. Se debe de informar sobre todas las acciones que se realizan para evitar llegar a situaciones críticas.

- Cuando se produce una falla en el SNI o en una o más áreas, que provoca ya sea cambios topológicos en la red y/o variaciones de frecuencia y/o tensiones fuera de los rangos admisibles, se debe empezar por determinar sus causas y evaluar sus consecuencias con el propósito de analizar la normalización del sistema.
- En caso de darse una contingencia se debe reducir al mínimo el tiempo de restablecimiento del SNI, considerando prioritario, la conservación de los equipos y la continuidad del servicio.
- Además del estudio estadístico realizado en este trabajo se recomienda reforzarlo con un análisis paralelo de confiabilidad para obtener un resultado más claro y eficiente, el mismo que ayudaría a determinar estrategias de mantenimiento para disminuir la frecuencia de falla en subestaciones.
- Se recomienda al CENACE exigir a sus nuevos operadores que aprueben un período de entrenamiento en el DTS antes de usar el EMS como instrumento de control a tiempo real del S.N.I., esto ayudaría al operador a conocer rápidamente las soluciones óptimas para restablecer el sistema ante una contingencia.
- En el Centro de Control se debería disponer de una biblioteca de diferentes casos de contingencias , que por regla general deberían constar de:
  - Descripción genérica de la red.
  - Retrato de la situación objeto de estudio.
  - Enunciado del problema que el operador debe abordar.
  - Proceso de análisis de los resultados y evaluación.

Esta estructura formativa permite establecer criterios objetivos que permitan ante todo evaluar los conocimientos y la habilidad de un operador,

para en una segunda instancia poder proceder a una certificación de su preparación cada vez más necesaria.

- Ya que los pasos para restablecimiento del sistema, indicados en este trabajo de investigación, no varían mayormente se debería tratar de realizar simulaciones prácticas a tiempo real en el DTS (ya que aún no se lo hace); incluyendo la generación que se tiene proyectada para los próximos años, para así tratar de automatizar completamente el sistema, con el fin de minimizar el tiempo y los pasos a seguir para restablecer el sistema luego de una contingencia.

## BIBLIOGRAFÍA

- (1) SULLIVAN, Robert. "Power System Planning". Mc Graw Hill. Unites States of America 1977.
- (2) BRITO, David. "Soluciones Topológicas y Logísticas ante Contingencias en los Transformadores del Sistema Nacional de Transmisión con Aplicación a las Subestaciones Santa Rosa y Santo Domingo". Quito. Junio 2003.
- (3) CENACE, Instructivo de trabajo. "Restablecimiento del Servicio ante el Colapso Total del Sistema Nacional Interconectado". Quito. Diciembre 2004.
- (4) ARGUELLO, Gabriel. "Técnicas de Computación para supervisión y control de Sistemas Eléctricos de Potencia". Quito. Noviembre 1982.
- (5) SANTOLIVA, Diego. "Redes Equivalentes de un Sistema Eléctrico de Potencia para Estudios de Flujos de Carga y Análisis de Contingencias". Quito. Mayo 1983.
- (6) MATA, José Luis; RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. "Informe Simulador de Entrenamiento de Operadores". São Paulo, Brasil. Septiembre 2002.
- (7) ORGANISMO COORDINADOR DEL S.E.N.I. "Manual de Operaciones del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la Republica Dominicana". Santo Domingo. Noviembre 2004.
- (8) CENACE. "Ejecución del Entrenamiento mediante el Sistema DTS". Quito. Junio 2006.



- (9) CENACE. “Plan de Contingencia para Administrar la Condición de Déficit de Energía en el Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador”. Quito. Octubre 2005.
- (10) TORRES, Juan. “Análisis del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A.”. Quito. Febrero 2001.
- (11) CENACE, Informe. “Reservas de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista de Ecuador, período 2004 – 2007”. Quito. Agosto 2004.
- (12) TRANSELECTRIC, Informe. “Análisis Confiabilidad de los Transformadores del Sistema Nacional de Transmisión”. Quito 2005.
- (13) CONELEC, Regulación No. 001/05. “Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación”. Quito 2005.
- (14) CONELEC, Regulación No. 006/00. “Procedimientos de Despacho y Operación”. Quito. Agosto 2000.
- (15) CENACE, Informe. “Revisión de las Bandas de Variación de Voltaje, Factores de Potencia y requerimientos de Compensación Reactiva en el Sistema Nacional Interconectado”. Quito. Enero 2004.
- (16) CENACE, Informe final. “Determinación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia para el Sistema Nacional Interconectado período Octubre/2005 – Marzo/2006”. Quito. Septiembre 2005.
- (17) ABB Inc., Network Management Systems. Course 325: “Use of Power System Applications - Network Applications”. Noviembre 2004. Su utilización es con fines académicos.
- (18) CENACE. “Plan de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista”. Quito. Octubre 2005 – septiembre 2006.

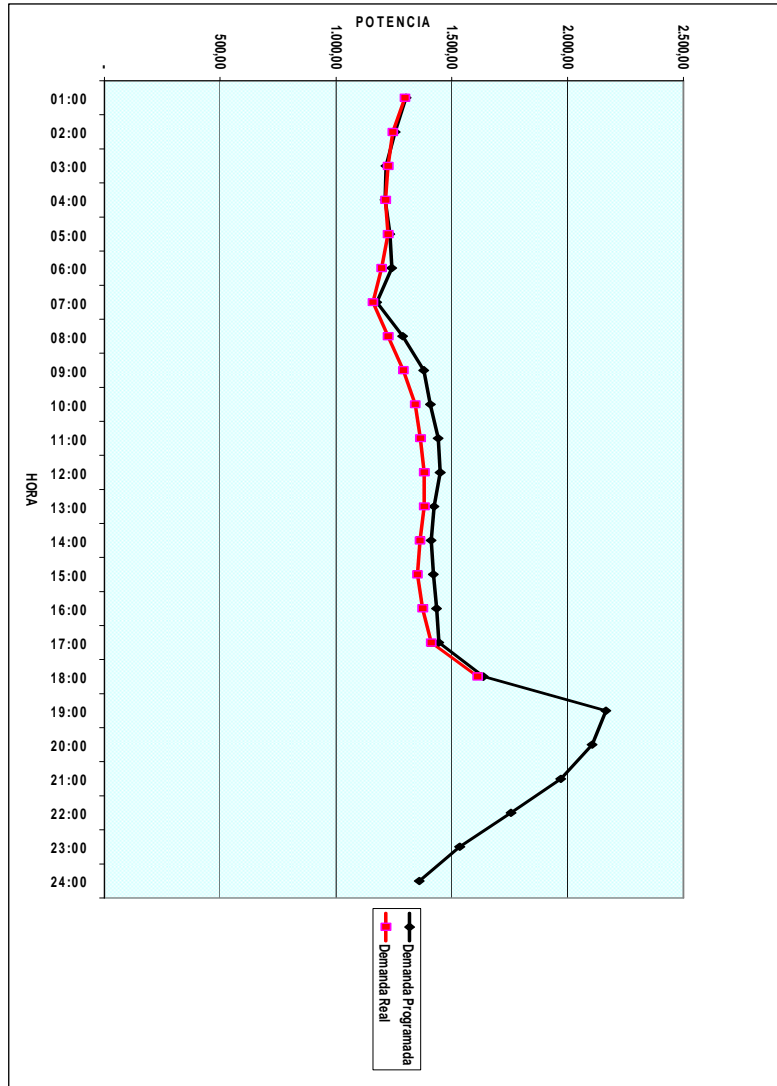
- (19) ABB Inc., Network Management Systems. "Contingency Analysis (CA) Subsystem Design Document". Junio 2001. Su utilización es con fines académicos.
- (20) ROMÁN, Jorge. VILLACRÉS, Klever. "Procedimientos para despacho y operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano". Quito. Abril 2001.
- (21) CENACE, Instructivo de Trabajo. "Normalización del Sistema en caso de disparo de Líneas de Transmisión y/o disparo de Generación que involucre actuación del EAC". Quito. Octubre 2005.
- (22) CENACE, Instructivo de Trabajo. "Eliminación de la sobrecarga del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa". Quito. Octubre 2005.
- (23) CENACE, Dirección de Planeamiento. XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS, Dirección Planeación de la Operación. "Generaciones de seguridad y límites de transferencia de potencia para la operación Colombia – Ecuador". Enero de 2006.
- (24) CENACE, Instructivo de Trabajo. "Coordinación Operativa entre los Centros de Operación del CENACE y TRANSELECTRIC S. A. Octubre 2005.
- (25) CENACE, Instructivo de Trabajo. "Restablecimiento del Servicio ante el Colapso de la Zona Santa Rosa – Totoras - Pomasqui". Quito. Octubre 2005.
- (26) CENACE, Instructivo de Trabajo. "Eliminación de la Sobrecarga del autotransformador ATT o ATU 230/138 kV de la S/E Pascuales". Quito. Octubre 2005.

- (27) CENACE, Instructivo de Trabajo. "Eliminación de la Sobrecarga del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Totoras". Quito. Octubre 2005.
- (28) CENACE, Instructivo de Trabajo. "Eliminación de la Sobrecarga del autotransformador ATT 230/138 kV de la S/E Santa Rosa". Quito. Octubre 2005.

# **ANEXOS**

# CURVA DE LA DEMANDA NACIONAL PROGRAMADA Y REAL

## ANEXO A



## ANEXO B

### CÓDIGO, FUNCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS RELÉS DEL S.N.I.

**Nota:** El número indica el código con el cual se diferencia a cada relé y por ende su función respectiva

- 1 ELEMENTO MAESTRO. Se denomina así al dispositivo, (puede ser un conmutador de mando, un relé de voltaje, una válvula, un flotador, etc.), que inicia la operación de poner en o quitar de servicio un equipo, bien directamente o mediante otros elementos.
- 2 RELÉ DE TIEMPO, PARA ARRANQUE O CIERRE. Es un aparato cuya función es dar un determinado tiempo a una operación o proceso eléctrico, o aun sistema de relés de protección antes o después de cualquier momento del proceso de parada o de arranque, excepto en aquellas funciones que específicamente están reservadas para los números 62 y 79.
- 3 RELÉ DE COMPROBACIÓN O ENCLAVAMIENTO. Es aquel que opera respondiendo a la posición de otros aparatos, o a unas condiciones predeterminadas para un equipo, para permitir o detener una orden de operación de un proceso o permitir la comprobación de la posición de estos equipos o condiciones.
- 27 RELÉ DE MÍNIMA VOLTAJE. Es el que funciona para un determinado valor de la voltaje, inferior al voltaje normal.
- 30 RELÉ DE ALARMA. es un aparato de reposición no automática que reúne varias indicaciones ópticas correspondientes al funcionamiento de los aparatos de protección y que puede, además proporcionar una función de enclavamiento. (Ver 74).
- 32 RELÉ DIRECCIONAL DE POTENCIA. Es aquel que funciona cuando una determinada potencia fluye en una dirección o cuando existe una inversión de potencia en un circuito.
- 37 RELÉ DE MÍNIMA INTENSIDAD O MÍNIMA POTENCIA. Es un relé que funciona cuando la intensidad o la potencia decrece de un determinado valor.
- 40 RELÉ DE CAMPO. Funciona ante la presencia de un valor bajo anormal o falla de la corriente de campo de la máquina, o bien para un valor excesivo de la componente reactiva de la corriente de armadura en una máquina a.c. indicando una anormal excitación baja de campo.
- 44 RELÉ DE ARRANQUE SUCESIVO. Es aquel que funciona para poner en servicio la próxima unidad disponible en caso de falla o indisponibilidad de la unidad que normalmente le estaba precediendo (en un equipo de múltiples unidades).
- 46 RELÉ DE INTENSIDAD PARA INVERSIÓN O DESEQUILIBRIO DE FASES. Funciona cuando las intensidades de un sistema polifásico invierten su secuencia de fase, se desequilibran o la componente de secuencia negativa supera a un valor determinado.
- 47 RELÉ DE VOLTAJE Y SECUENCIA DE FASES. Es el que funciona por encima de un determinado valor de la voltaje con la deseada secuencia de fases.
- 48 RELÉ DE CICLO INCOMPLETO. Es aquel que funciona haciendo volver a un equipo a su posición inicial, dejándolo fuera de servicio o bloqueándolo, cuando al realizar éste una operación de cualquier tipo no es completada en un tiempo determinado.
- 49 RELÉ TÉRMICO DE MAQUINA O TRANSFORMADOR. Funciona cuando la temperatura del aparato o elemento por él controlado excede de un valor determinado.
- 50 RELÉ INSTANTÁNEO O DE SOBREINTENSIDAD. Es un relé que funciona con una característica de tiempo constante o inverso, cuando la intensidad en los circuitos de c/a por él protegidas excede de un determinado valor.
- 51 RELÉ DE SOBREINTENSIDAD Y TIEMPO C/A. Es un relé que funciona con una característica de tiempo constante o inverso, cuando la intensidad en los circuitos de c/a por él protegidas excede de un determinado valor.
- 53 RELÉ DE EXCITACIÓN. Es aquel que obliga a crear el campo de excitación en una máquina de c/c en el proceso de arranque o que funciona cuando el valor del voltaje ha llegado a un cierto valor.
- 55 RELÉ DE FACTOR DE POTENCIA. Es un relé que funciona cuando el factor de potencia de un circuito de c/a excede o disminuye de unos valores predeterminados.
- 56 RELÉ DE APLICACIÓN DE CAMPO. Es un relé que controla automáticamente la aplicación de la excitación en un

motor de c/a para un determinado valor del deslizamiento (Ver 40 y 53). (Slip cycle).

- 58 RELÉ DE FALLA DE RECTIFICACIÓN.** Es un relé que funciona cuando un rectificador de mercurio uno o más ánodos no se encienden; o detectan una falla en un diodo al no conducir o bloquear adecuadamente.
- 59 RELÉ DE SOBREVOLTAJE.** Funciona para un valor dado de sobrevoltaje
- 60 RELÉ DE EQUILIBRIO DE TENSIONES O CORRIENTE.** Es aquel que opera con una diferencia de voltaje o corriente en la entrada o salida de dos circuitos.
- 62 RELÉ DE TIEMPO PARA PARADA O APERTURA.** Es aquel que sirve en con-junción con otros aparatos para diferir operaciones de parada o apertura en procesos automáticos.
- 63 RELÉ DE PRESIÓN, NIVEL O CIRCULACIÓN DE LIQUIDO O GAS.** Es aquel que opera para cierto valor de la presión de un líquido o gas, nivel o circulación, o para una determinada velocidad de variación de es-tos valores.
- 64 RELÉ DE FALLAS A TIERRA.** Es un relé que funciona para falla de aislamiento en una máquina, transformador u otro aparato normalmente a tierra, o en caso de descarga a tierra en una máquina de c/c.
- 67 RELÉ C.A. DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.** Es un relé que funciona en un valor deseado de sobrecorriente alterna, que fluye en una dirección predeterminada.
- 68 RELÉ DE BLOQUEO.** Es un relé que inicia la señal de un piloto para bloquear o botar un caso de fallas externas en una línea de transmisión o en otros aparatos bajo pre-determinadas condiciones, o que coopera con otros dispositivos para bloquear el recierre en una condición fuera de paso, o en una oscilación de la potencia.
- 71 RELÉ DE NIVEL DE LIQUIDO O GAS.** Es un relé que opera para valores dados de nivel de líquido o gas, o en ciertas relaciones de cambio de estos valores.
- 74 RELÉ DE ALARMA.** Es un relé diferente al anunciador cubierto por la función 30, que se usa para operar u operar en conexión con una alarma visual o audible.
- 76 RELÉ DE SOBRECORRIENTE EN C.D.** Es un relé que funciona cuando la corriente en un circuito de C.D. ex-cede un valor dado.
- 78 RELÉ DE PROTECCIÓN: ÁNGULO DE FASE O FUERA DE PASO.** Es un relé que funciona a un ángulo de fase predeterminado entre 2 voltajes, o entre 2 corrientes, o entre voltaje y corriente.
- 79 RELÉ DE RECIERRE C.A.** Es un relé que controla el recierre automático y cierre eléctrico de un interruptor de circuito C.A.
- 80 RELÉ DE FLUJO DE LIQUIDO O GAS.** Es un relé que opera para valores da-dos de flujo de líquido o gas, o en ciertas relaciones de cambio de estos valores.
- 81 RELÉ DE FRECUENCIA.** Es un relé que funciona en un valor de frecuencia predeterminado (puede ser arriba o abajo de la frecuencia normal) o en una cierta relación de cambio de frecuencia.
- 82 RELÉ DE RECIERRE C.D.** Es un relé que controla el cierre y recierre automático de un interruptor de circuito C.D., generalmente en respuesta a las condiciones de carga del circuito.
- 83 RELÉ DE TRANSFERENCIA O CONTROL AUTOMÁTICO SELECTIVO.** Es un relé que opera para seleccionar automáticamente entre ciertas fuentes o condiciones en un equipo, o que desarrolla una operación automática de transferencia.
- 85 RELÉ RECEPTOR DE ONDA PORTADORA O HILO PILOTO.** Es un relé que está operado o retrasado por una señal dada en conexión con una falla direccional de la corriente de una onda portadora o de hilo piloto de C.D.
- 86 RELÉ DE CIERRE ELÉCTRICO.** Es un relé operado eléctricamente con reseteador manual o eléctrico que funciona para botar o mantener un equipo fuera de servicio, o ambos, cuando se presenten condiciones anormales.
- 87 RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL.** Es un relé de protección que funciona en un cierto porcentaje de ángulo de fase, o de cualquier otra diferencia cuantitativa de 2 corrientes, o de cualquier otra cantidad eléctrica.
- 91 RELÉ DE VOLTAJE DIRECCIONAL.** Es un relé que opera cuando el voltaje a través de una quebradora de circuito, o contactor, excede un valor dado en una dirección dada.
- 92 RELÉ DE VOLTAJE Y POTENCIA DIRECCIONAL.** Es un relé que permite o causa la conexión de 2 circuitos, cuando la diferencia de voltaje entre ellos excede un valor dado en una dirección predeterminada y causa que los 2 circuitos se desconecten uno de otro, cuando la potencia fluyen-do entre ellos excede un valor dado en la dirección opuesta.

## ANEXO C

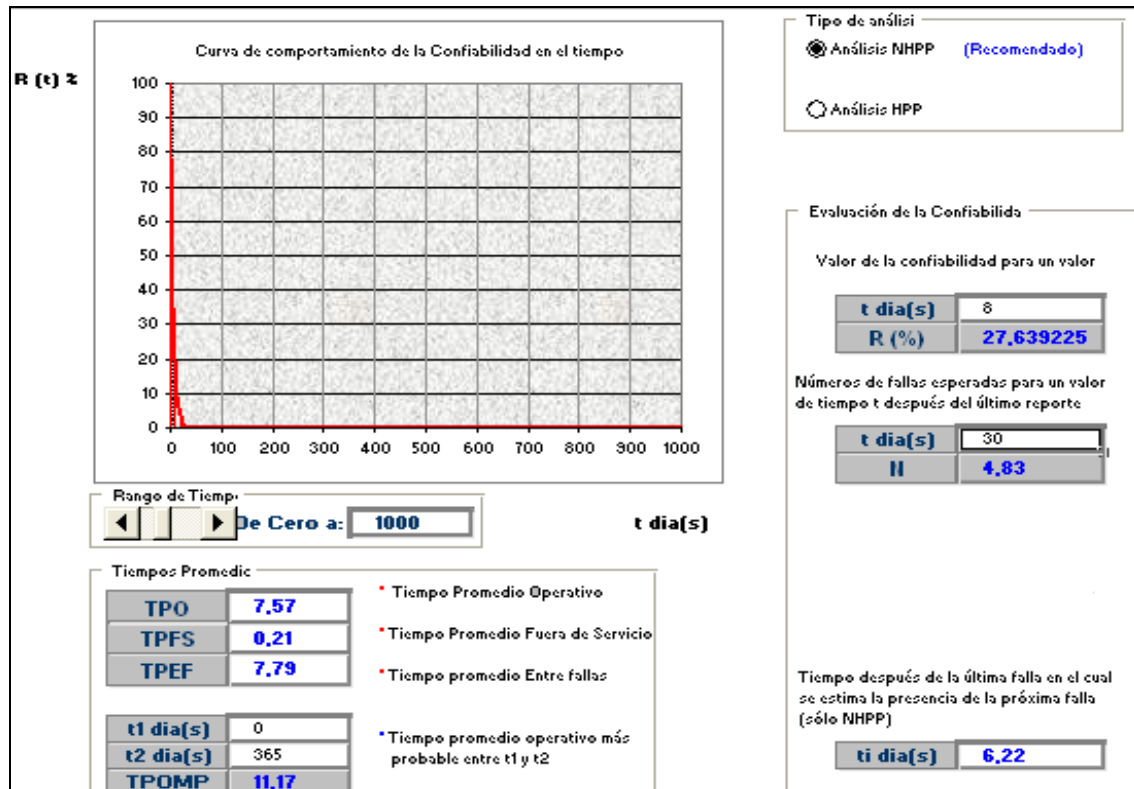
### CLASIFICACIÓN EN GRUPOS DE LOS TRANSFORMADORES

Grupo	Zona	Transformadores	Edad	Voltaje	Mantenimiento		Frecuencia de Mantenimiento
					maximo	minimo	
1	Norte	TRN – STA ROSA ATQ y T1 – IBARRA ATQ – TOTORAS T1 - AMBATO	≥ 20 años	138/69 kV	2	1	1,5 / 6 años = cada 3 años
2	Norte y Sur	ATU – STA ROSA ATT – TOTORAS AT1 y AT2 – MOLINO	≥ 20 años	230/138 kV	3	1	2 / 6 años = cada 3 años
3	Norte	ATQ – MULALO ATQ – TULCAN	5-19 años	138 / 69 kV	3	3	3 / 6 años = cada 2 años
4	Norte	TRK – RIOBAMBA MOVIL – IBARRA	5-19 años	230 / 69 kV	2	0	2 / 6 años = cada 3 años
5	Sur	ATQ – CUENCA	≥ 20 años	138 / 69 kV	4	4	4 / 6 años = cada 2 años
6	Sur	ATQ – LOJA	5 - 19 años	138 / 69 kV	2	2	2 / 6 años = cada 3 años
7	Occidental	ATU y ATT – PASCUALES	≥ 20 años	230/138 kV	3	3	3 / 6 años = cada 2 años
8	Occidental	OHIO – PASCUALES ATQ - POLICENTRO ATQ - SALITRAL ATQ - BABAHOYO	≥ 20 años	138 / 69 kV	4	2	3 / 6 años = cada 2 años
9	Occidental	ATQ – TRINITARIA ATQ - MACHALA ATQ - POSORJA ATQ – STA ELENA	5-19 años	138 / 69 kV	4	1	3 / 6 años = cada 2 años
10	Occidental	ATU – MIAGRO ATT - TRINITARIA ATR - SALITRAL	< 5 años	138 / 69 kV	3	2	2 / 6 años = cada 3 años
11	Noroccidental	ATT – QUEVEDO	≥ 20 años	230/138 kV	4	1	2 / 6 años = cada 3 años
		AA1 - ESMERALDAS AA1 y AA2- PORTOVIEJO		138 / 69 kV			
		ATU y ATR – STO DOMINGO		230/138/69 kV			
12	Noroccidental y Norte	ATQ – CHONE	< 19 años	138 / 69 kV	1	1	1 / 6 años = cada 4 años
		ATU - POMASQUI		230/138 kV			



## ANEXO D

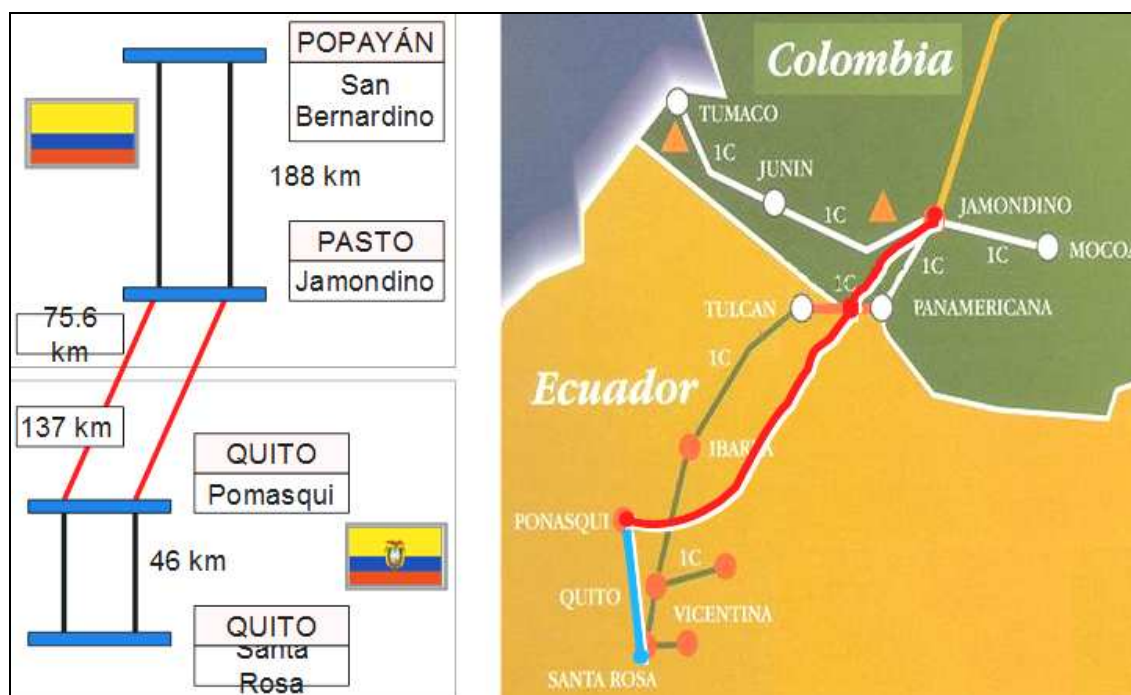
## CONFIABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES EN EL S.N.T.



Curva de Confiabilidad en el tiempo

## ANEXO E

## INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL CON COLOMBIA

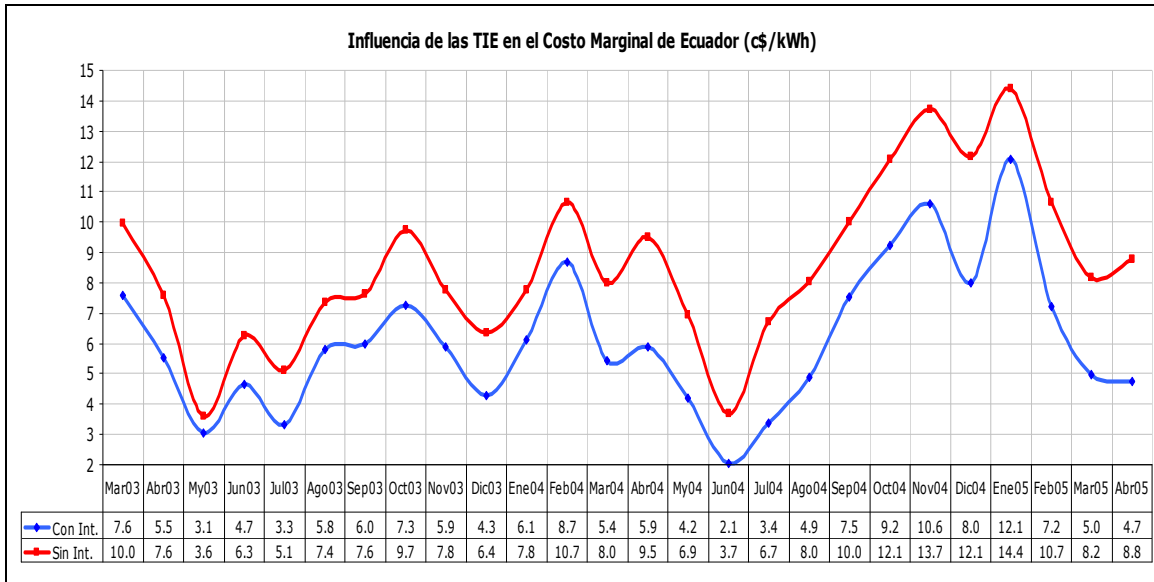


INTERCONEXIÓN 230 KV: 250 MW, 20 M\$ (01 marzo 2003)

### Beneficios de las Transacciones Internacionales de Electricidad TIE Colombia – Ecuador. Marzo 2003 – Abril 2005

- Disminución del precio de la energía
- Mitigación de riesgos de limitación del suministro energético en el corto y mediano plazos
- Disminución de consumo de combustibles
- Exportación de energía en períodos lluviosos
- Mejora en la calidad y seguridad del servicio

### Influencia de las TIE en el costo marginal del Ecuador

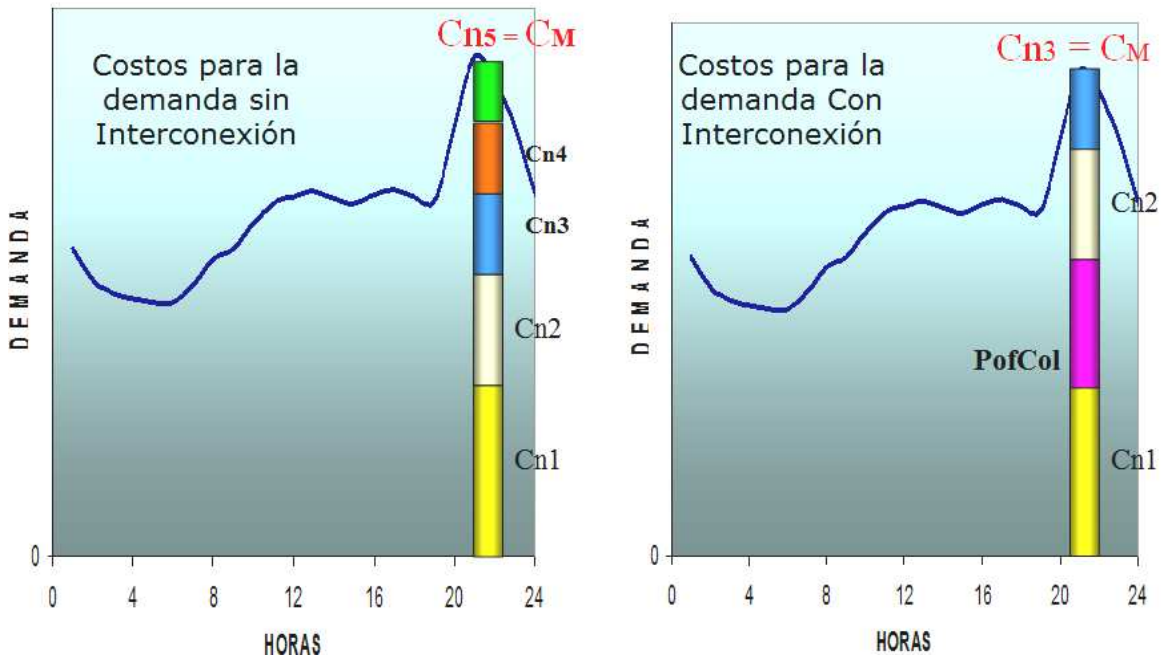


### Efecto de la Interconexión en el costo marginal

**Cn = Costo de Producción de los Generadores**

**Pofcol = Precio de Oferta de Colombia**

**CM = Costo Marginal del sistema**



*Dificultades en las Transacciones Internacionales de Electricidad Colombia – Ecuador.  
Marzo 2003 – Abril 2005*

*Reglas fundamentales de la decisión CAN 536:*

- No discriminación entre precios nacionales y precios de mercados externos.
- Libre acceso las redes.
- Uso físico de las interconexiones como consecuencia del despacho económico coordinado.
- Los contratos de compra venta serán únicamente de carácter comercial. Los países permitirán la libre contratación sin establecer restricciones adicionales a las estipuladas para los mercados nacionales.
- Se asegurará condiciones competitivas con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
- Transacciones Internacionales de corto plazo
- Rentas de congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
- No subsidio a las transferencias de electricidad

**Pago de Capacidad**

Las exportaciones de electricidad son facturadas al precio marginal del mercado importador, al que se suman cargos por potencia de generación, incrementando el precio final de las transacciones de electricidad.

**Art. 11** Decisión CAN 536: Los reguladores propondrán una metodología para el cálculo del cargo de capacidad.

## ANEXO F

### RESULTADOS DEL DESPACHO DE FLUJO DE CARGA DLF

- Valores de las Cargas inyectadas en cada barra con sus respectivos valores de voltaje nominal en kV.

Bus Injection Load Point Name	NOMINAL VOLT (kV)	STATUS	OPF Reg	Load MW	Load Mvar
AMBA -AMBA1 _ALI.69	69,0	In	Off	10,507782	1,491196
AMBA -AMBA2 _ALI.69	69,0	Out	Off	0,000000	0,000000
AMBA -LATA _ALI.69	69,0	In	Off	7,953807	2,916117
BABA -EMLG _ALI.69	69,0	In	Off	24,651016	6,225491
CALO -QUEV _ALI.69 FICT	69,0	Out	Off	0,000000	0,000000
CARM -SROS _ALI.138 FICT	138,0	In	Off	0,000000	0,000000
CHON -CALC _ALI.69	69,0	In	Off	19,107304	21,554602
CHON -CHON _ALI.69	69,0	In	Off	0,000000	0,000000
CHON -SEVE _ALI.138	138,0	In	Off	14,111895	36,40409
CHON -TOSA _ALI.69	69,0	In	Off	0,000000	0,000000
CUEN -AZOG _ALI.69	69,0	In	Off	5,723827	1,705785
CUEN -CUEN1 _ALI.69	69,0	In	Off	33,419388	13,500710
CUEN -CUEN2 _ALI.69	69,0	In	Off	8,979716	-1,449447
CUEN -LIMO _ALI.69	69,0	In	Off	-6,388310	5,787865
DCER -L1 _ALI.69	69,0	Out	Off	0,000000	0,000000
DCER -L2 _ALI.69	69,0	In	Off	51,178349	15,211342
DCER -L3 _ALI.69	69,0	In	Off	0,000000	0,000000
DCER -L4 _ALI.69	69,0	In	Off	0,000000	0,000000
ELEC -CEDE _ALI.69	69,0	In	Off	4,541993	-7,763504
ELEC -HOLC _ALI.69	69,0	Out	Off	0,000000	0,000000
ELEC -TAP _ALI.69	0,0	Out	Off	0,000000	0,000000
ESME -ESME _ALI.69	69,0	In	Off	44,134075	13,031885
ESME -REFI _ALI.69	69,0	In	Off	0,000000	0,000000
GUAN -VICE _ALI.138 FICT	138,0	In	Off	0,000000	0,000000
GZEV -EMEA _ALI.69	69,0	In	Off	149,265167	35,840862
GZEV -EMEB _ALI.69	69,0	In	Off	106,508896	25,164860
IBAR -AMBI _ALI.34.5	34,5	In	Off	5,769022	2,080484
IBAR -COTA _ALI.69	69,0	In	Off	1,543914	4,741099
IBAR -MOVI _ALI.69M	69,0	In	Off	7,235637	2,109791
IBAR -OTAV _ALI.69	69,0	In	Off	18,789764	0,000000
IBAR -SELV _ALI.34.5	34,5	In	Off	-2,264428	0,000000
IBAR -TULC _ALI.69	69,0	Out	Off	0,000000	0,000000
LOJA -LOJA1 _ALI.69	69,0	In	Off	14,691164	4,587104
LOJA -LOJA2 _ALI.69	69,0	In	Off	6,569513	0,000000
MACH -ORO 1 _ALI.69	69,0	In	Off	16,288591	4,573209
MACH -ORO 2 _ALI.69	69,0	In	Off	41,161713	7,622015
MILA -EMLG _ALI.69	69,0	In	Off	10,317738	2,222880
MILA -MILA1 _ALI.69	69,0	In	Off	16,424929	3,046169

Bus Injection Load Point Name	NOMINAL VOLT (kV)	STATUS	OPF Reg	Load MW	Load Mvar
MILA -MILA2 _ALI.69	69,0	In	Off	17,790512	4,116445
MILA -MILA3 _ALI.69	69,0	In	Off	8,041766	0,000000
MULA -ELAT _ALI.69	69,0	In	Off	19,387201	7,954550
PASC -CEDE _ALI.138	138,0	In	Off	9,581992	3,066469
PASC -CERV _ALI.69	69,0	In	Off	48,400761	12,863106
PASC -DAUL _ALI.69	69,0	In	Off	23,675325	11,774690
PASC -QGUA _ALI.69	69,0	Out	Off	0,000000	0,000000
PASC -TOMA _ALI.69	69,0	In	Off	17,565561	6,233659
PASC -VERG _ALI.69	69,0	In	Off	46,777859	11,378901
POLI -CRIS _ALI.69	69,0	In	Off	29,545382	5,959123
POLI -FORE _ALI.69	69,0	In	Off	27,613842	4,411298
POLI -PIED _ALI.69	69,0	In	Off	27,399227	11,376507
POLI -TCER _ALI.69	69,0	Out	Off	0,000000	0,000000
POMA -QUIT1 _ALI.138	138,0	In	Off	143,071503	10,533680
POMA -QUIT2 _ALI.138	138,0	In	Off	0,000000	0,000000
PORT -JIPI _ALI.69	69,0	In	Off	0,000000	0,000000
PORT -PORT1 _ALI.69	69,0	In	Off	43,556984	38,314564
PORT -PORT2 _ALI.69	69,0	In	Off	0,000000	0,000000
PORT -PORT3 _ALI.69	69,0	In	Off	0,000000	0,000000
POSO -PLAY _ALI.69	69,0	In	Off	4,502436	1,282940
POSO -POSO _ALI.69	69,0	In	Off	3,245346	0,000000
QUEV -QUEN _ALI.69	69,0	In	Off	17,472839	6,286587
QUEV -QUES _ALI.69	69,0	In	Off	20,008331	6,874118
RIOB -GUAR _ALI.69	69,0	In	Off	4,514583	1,456853
RIOB -RIOB1 _ALI.69	69,0	In	Off	7,012904	1,809659
RIOB -RIOB2 _ALI.69	69,0	In	Off	-3,125029	0,000000
RIOB -RIOB3 _ALI.69	69,0	In	Off	7,048684	0,000000
SDOM -SDOM1 _ALI.69	69,0	In	Off	15,222598	5,683156
SDOM -SDOM2 _ALI.69	69,0	In	Off	22,931477	7,845226
SELE -CHAN _ALI.69	69,0	In	Off	2,445101	0,000000
SELE -COLO _ALI.69	69,0	In	Off	4,862034	1,753020
SELE -LIBE _ALI.69	69,0	In	Off	8,590373	3,286913
SELE -SALI _ALI.69	69,0	In	Off	6,171043	2,687964
SROS -EUGE _ALI.138	138,0	In	Off	25,662239	5,890600
SROS -SELV2 _ALI.138	138,0	In	Off	17,944275	7,635962
SROS -TRN _ALI.46	46,0	In	Off	37,013607	9,783422
SROS -TRP _ALI.46	46,0	In	Off	38,898571	10,438883
TOTO -AMBA _ALI.69	69,0	In	Off	13,829757	3,633652
TOTO -BANO _ALI.69	69,0	In	Off	25,536806	3,162623
TOTO -MONT _ALI.69	69,0	In	Off	6,818392	0,000000
TRIN -GUAS _ALI.69	69,0	In	Off	25,738104	4,290150
TRIN -PCAN _ALI.69	69,0	In	Off	32,172626	10,688070
TRIN -PRAD _ALI.69	69,0	In	Off	16,086313	0,000000
TULC -SMCA _ALI.69	69,0	Out	Off	0,000000	0,000000
TULC -TULC1 _ALI.69	69,0	In	Off	1,427050	0,000000
TULC -TULC2 _ALI.69	69,0	In	Off	4,140784	0,000000
VICE -T1 _ALI.46	46,0	In	Off	29,870356	5,510997
VICE -T2 _ALI.46	46,0	In	Off	54,331673	25,611708
BETA -SBER _ALI.230 FICT	230,0	In	Off	0,000000	58,160759
JAMO -FICT _ALI.115 FICT	115,0	In	Off	37,210442	20,735458

Bus Injection Load Point Name	NOMINAL VOLT (kV)	STATUS	OPF Reg	Load MW	Load Mvar
PANA -TF-1 _ALI.34.5FICT	34,5	In	Off	4,622658	5,909648
SBER -AF-1 _ALI.115 FICT	115,0	In	Off	80,805168	-1,179513
YUMB -SBER _ALI.230 FICT	230,0	In	Off	0,000000	10,922912
ZORR -MACH _ALI.230 FICT	230,0	Out	Off	0,000000	0,000000

- Resultados de los Flujos de Carga en cada barra.

### DLF Results: Load Flow Bus

Load Flow Bus Name	Status	Voltage Mag (kV)	Voltage Angle	Generation MW	Generation MVAR	Load MW	Load MVAR
AMBA138 BN_BP +	In	138,334869	-10,052262	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
AMBA69 BN_BP +	In	68,650421	-11,742017	0,000000	0,000000	18,461590	4,407313
BABA138 BN_BAR +	In	135,523468	-7,600954	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
BABA69 BR_BAR +	In	67,828308	-8,811780	0,000000	0,000000	24,651016	6,225491
CARM138 BR_BAR_FICT. +	In	136,729370	-12,981823	12,824121	3,733194	0,000000	0,000000
CGPA13.8BN_BAR +	In	13,540198	-6,897042	93,335175	25,926178	0,000000	0,000000
CGPA69 BR_BP	In	67,815620	-12,800809	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CGSR138 BR_BAR +	In	136,748566	-12,989873	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CGSR13U1BN_BTG1 +	Ovhigh	14,216101	-13,117013	0,000000	8,623089	0,000000	0,000000
CGSR13U2BN_BTG2 +	Ovhigh	14,265211	-13,117326	0,000000	9,438065	0,000000	0,000000
CHON138 BN_B1 +	In	134,382309	-19,244520	0,000000	0,000000	14,111895	-36,404091
CHON69 BR_BP +	In	68,500000	-20,718603	0,000000	0,000000	19,107304	21,554602
CPBA13.8BN_BAR +	Unlow	13,271146	-9,939782	10,510892	8,681818	0,000000	0,000000
CTRI13.8BN_BAR	Unlow	12,796143	-10,915559	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CTRI138 BR_BB	Unlow	133,524979	-10,915558	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CUEN138 BN_BP +	In	134,285248	-1,896766	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CUEN69 BN_BP +	In	67,915413	-3,532767	0,000000	0,000000	41,734623	19,544914
CVIC13.8BN_BAR +	In	13,552160	-6,996644	100,735741	25,477501	0,000000	0,000000
DCER230 BR_BAR +	Unlow	217,591812	-9,500494	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
DCER69 BN_BAR +	Unlow	66,290375	-11,307842	0,000000	0,000000	51,178349	15,211342
DPER138 BR_B1 +	In	133,713913	-15,722381	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
DPER13U1BN_BP	In	13,415135	-15,722379	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
DPER13U2BN_BP	In	13,415135	-15,722379	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
DPER13U3BN_BP +	In	14,036437	-13,577602	25,822662	-1,414371	0,000000	0,000000
ELEC138 BR_BP +	In	135,935837	-11,594564	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
ELEC69 BR_BA +	Unlow	66,742752	-14,288640	0,000000	0,000000	4,541993	-7,763504
ESME138 BR_BP +	In	137,417282	0,544000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
ESME69 BR_BP +	In	68,425957	-2,704714	0,000000	0,000000	44,134075	13,031885
GUAN138 BR_BAR_FICT. +	In	134,231842	-15,200980	11,178816	8,651913	0,000000	0,000000
GZEV69 BR_BA +	Unlow	66,696640	-14,334146	0,000000	0,000000	255,774063	61,005722

Load Flow Bus Name	Status	Voltage Mag (kV)	Voltage Angle	Generation MW	Generation MVAR	Load MW	Load MVAR
IBAR138 BN_B1	+	In	134,477905	-17,738640	0,000000	0,000000	0,000000
IBAR34.5BR_BP	+	In	34,115646	-18,383026	0,000000	0,000000	3,504594
IBAR69 BR_BP	+	In	68,754166	-20,106932	0,000000	0,000000	20,33367
IBAR69M BF_TRMOVI_SFMOV+		Unlow	66,745247	-19,124149	0,000000	0,000000	7,235637
LOJA138 BN_BP	+	Unlow	128,977905	-6,480858	0,000000	0,000000	0,000000
LOJA69 BR_BP	+	In	67,636330	-7,957444	0,000000	0,000000	21,26067
MACH138 BN_BP	+	In	137,399124	-0,744000	0,000000	0,000000	0,000000
MACH230 BN_BAR +		Ovhigh	243,501511	-2,033245	0,000000	0,000000	0,000000
MACH69 BN_B2	+	In	67,571655	-2,033245	0,000000	0,000000	57,45030
MILA138 BN_BP	+	In	137,848328	-6,016892	0,000000	0,000000	0,000000
MILA230 BN_B1	+	Unlow	220,471756	-7,168112	0,000000	0,000000	0,000000
MILA69 BR_BP	+	In	67,498543	-8,576045	0,000000	0,000000	52,57494
MOLI138 BR_B1	+	In	139,240219	1,106562	0,000000	0,000000	0,000000
MOLI230 BR_B1	+	In	231,924805	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MPP 138 BR_BAR	+	In	138,411835	2,354361	0,000000	0,000000	0,000000
MPP 13GABN_BG1A +		Unlow	12,795093	8,498764	63,073906	0,000000	0,000000
MPP 13GBBN_BG1B +		Unlow	12,788956	8,482627	62,878746	0,000000	0,000000
MULA138 BN_BP	+	In	136,222702	-11,776519	0,000000	0,000000	0,000000
MULA69 BR_BAR	+	In	68,486618	-12,763824	0,000000	0,000000	19,38720
PASC138 BN_BP1	+	In	135,733185	-11,060941	0,000000	0,000000	9,581992
PASC230 BN_B1	+	Unlow	217,385544	-9,760906	0,000000	0,000000	0,000000
PASC69 BR_BP	+	In	67,804520	-12,856178	0,000000	0,000000	136,4195
POLI138 BN_BAR	+	In	134,393204	-11,962387	0,000000	0,000000	0,000000
POLI69 BN_FUTURA +		In	67,224869	-14,476180	0,000000	0,000000	84,55845
POMA138 BN_BP	+	In	137,474594	-12,641205	0,000000	0,000000	143,0715
POMA230 BN_B1	+	In	224,592667	-9,595681	0,000000	0,000000	0,000000
PORT138 BN_BP	+	Unlow	124,383919	-18,189610	0,000000	0,000000	0,000000
PORT69 BR_BP	+	In	67,899109	-20,238203	0,000000	0,000000	43,55698
POSO138 BN_BAR	+	In	135,255249	-12,586863	0,000000	0,000000	0,000000
POSO69 BR_BP	+	In	67,718979	-13,628274	0,000000	0,000000	7,747781
PUCA138 BR_BP	+	In	138,725922	-9,254343	0,000000	0,000000	0,000000
PUCA13U1BN_BU1		Unlow	13,328958	-3,956692	34,440681	5,250591	0,000000
PUCA13U2BN_BU2		Unlow	13,334232	-3,958824	34,440487	5,400527	0,000000
QUEV138 BN_BP1	+	In	136,753906	-14,154489	0,000000	0,000000	0,000000
QUEV230 BN_B1	+	Unlow	219,753052	-11,953267	0,000000	0,000000	0,000000
QUEV69 BR_BP	+	In	67,032684	-15,304704	0,000000	0,000000	37,48117
RIOB230 BN_B1	+	In	228,163467	-6,645970	0,000000	0,000000	0,000000
RIOB69 BR_BP	+	In	68,047119	-8,167394	0,000000	0,000000	15,45114
SALI138 BN_BP	+	Unlow	132,851044	-11,934464	0,000000	0,000000	0,000000
SDOM138 BN_BP1	+	In	134,914047	-9,786284	0,000000	0,000000	0,000000
SDOM230 BN_B1	+	Unlow	222,288986	-10,835720	0,000000	0,000000	0,000000
SDOM69 BN_BP	+	Unlow	66,764450	-11,382667	0,000000	0,000000	38,15407
SELE138 BN_BP	+	Unlow	130,562820	-14,428027	0,000000	0,000000	0,000000



Load Flow Bus Name	Status	Voltage Mag (kV)	Voltage Angle	Generation MW	Generation MVAR	Load MW	Load MVAR
SELE69 BR_BP +	In	68,698906	-15,730371	0,000000	0,000000	22,068552	7,727897
SIDE138 BN_B1 +	In	138,392426	0,125000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SROS138 BN_BP1 +	In	136,724167	-12,989308	0,000000	0,000000	43,606514	13,526562
SROS230 BN_B1 +	In	223,848938	-10,870242	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SROS46TNBR_BTRN	In	45,369236	-17,322659	0,000000	0,000000	37,013607	9,783422
SROS46TPBR_BTRP	In	45,338406	-17,382475	0,000000	0,000000	38,898571	10,438883
TOTO138 BN_BP +	In	138,464447	-10,075722	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TOTO230 BN_B1 +	In	227,426910	-8,118839	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TOTO69 BN_BP +	In	70,606155	-12,046041	0,000000	0,000000	46,184952	6,796275
TRIN138 BR_B1 +	Unlow	133,524979	-10,915558	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TRIN230 BN_BAR +	Unlow	217,209671	-10,153886	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TRIN69 BR_B1 +	Unlow	66,835533	-12,984607	0,000000	0,000000	73,997040	15,873556
TULC138 BN_BP +	In	134,974548	-18,496178	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TULC69 BR_BP +	In	68,388092	-19,219204	0,000000	0,000000	5,567834	0,000000
VICE138 BR_BP +	In	134,219711	-15,207749	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
VICE46T1BN_BT1	Unlow	44,129963	-18,825205	0,000000	0,000000	29,87035	5,510997
VICE46T2BN_BT2	Unlow	43,724255	-19,807636	0,000000	0,000000	54,33167	25,611708
AMBA13.8BF_TRAT1_FETERC	In	13,723231	-11,862397	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
AMBA138 BF_TRAT1_1KV	In	0,990000	-11,862397	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
BABA13.8BF_TRATQ_FETERC	In	14,182795	-8,868176	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
BABA138 BF_TRATQ_1KV	In	1,027739	-8,868176	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CGSR13U3BF_SGTG3_IGTG3+	In	13,674857	-12,989873	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CHON13.8BF_TRATQ_FETERC	Unlow	13,285572	-21,073956	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CHON138 BF_TRATQ_1KV	In	0,960000	-21,073956	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CPBA69 BF_LNTRIN_TRTG1	Unlow	66,841064	-12,978189	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CUEN13.8BF_TRATQ_FETERC	In	13,553447	-3,801648	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CUEN138 BF_TRATQ_1KV	In	0,982000	-3,801648	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CVIC138 BF_LNTRIN_TRTG1	In	133,551086	-10,853919	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
DCER13.8BF_TRATK_FETERC	Unlow	13,102902	-13,769344	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
DCER230 BF_TRATK_1KV	Unlow	0,949000	-13,769344	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
ELEC13G1BF_TRTE1_IGG1	Unlow	12,908895	-14,288639	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
ELEC13G2BF_IGG2_GEG2+	In	13,752588	-1,337246	45,986813	22,000000	0,000000	0,000000
ESME138 BF_TRAA1_1KV	In	1,023268	4,470659	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
ESME13A1BF_TRAA1_FETERC	In	14,121103	4,470659	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
ESME13G1BF_IGG1_GEG1+	In	13,421184	5,982234	127,376381	7,514829	0,000000	0,000000
GZEV13G3BF_IGTV3_GETV3+	Unlow	12,552346	-7,716869	70,067192	-17,481606	0,000000	0,000000
GZEV13G4BF_TRT4_IGTG4	Unlow	13,339328	-14,334146	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
IBAR138 BF_TRATQ_1KV	In	1,002082	-20,260326	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
IBAR138 BF_TRT1_1KV	In	0,980000	-18,463589	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

Load Flow Bus Name	Status	Voltage Mag (kV)	Voltage Angle	Generation MW	Generation MVAR	Load MW	Load MVAR
IBAR13C1BF_ICC1_CAC1 +	In	13,850122	-18,463589	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
IBAR13C2BF_ICC2_CAC2 +	Ovhigh	14,556030	-20,260326	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
LOJA13.8BF_TRATQ_FETERC	Unlow	12,791046	-8,232089	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
LOJA138 BF_TRATQ_1KV	Unlow	0,920000	-8,232089	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MACH13.8BF_ICC1_CAC1 +	In	13,600891	-2,270373	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MACH13.8BF_SCC2_ICC2 +	Unlow	13,299036	-2,263866	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MACH13.8BF_TRTRK_FETERC	Ovhigh	14,610091	-2,033245	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MACH138 BF_TRATQ_1KV	In	0,970000	-2,270373	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MACH138 BF_TRATR_1KV	In	0,960000	-2,263866	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MACH230 BF_TRTRK_1KV	Ovhigh	1,058702	-2,033245	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MILA13TKBF_SCC1_ICC1 +	In	13,491507	-8,759924	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MILA13TUBF_TRATU_FETERC	In	13,762361	-5,825049	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MILA230 BF_TRATK_1KV	In	0,970000	-8,759924	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MILA230 BF_TRATU_1KV	In	1,000000	-5,825049	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MOLI13R1BF_SRR1_IRR1 +	In	13,926618	1,351621	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MOLI13R2BF_SRR2_IRR2 +	In	13,926618	1,351621	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MOLI13U1BF_TRT1_GEU1	In	13,734949	6,817272	94,285332	15,202949	0,000000	0,000000
MOLI13U2BF_TRT2_GEU2	In	13,740300	6,707201	92,509888	15,402662	0,000000	0,000000
MOLI13U4BF_TRT4_GEU4	In	13,830465	5,956664	80,670639	20,698454	0,000000	0,000000
MOLI13U6BF_TRT6_GEU6	Unlow	13,225488	5,783205	93,411987	21,167589	0,000000	0,000000
MOLI13U7BF_TRT7_GEU7	Unlow	13,129600	5,940536	95,251556	14,473662	0,000000	0,000000
MOLI13U8BF_TRT8_GEU8	Unlow	13,304389	5,184745	84,257149	26,028437	0,000000	0,000000
MOLI13U9BF_TRT9_GEU9	Unlow	13,271331	4,949521	80,236366	23,255596	0,000000	0,000000
MOLI230 BF_TRAT1_1KV	In	1,009175	1,351621	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MOLI230 BF_TRAT2_1KV	In	1,009175	1,351621	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MULA13.8BF_TRATQ_FETERC	In	13,864957	-12,821815	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
MULA138 BF_TRATQ_1KV	In	1,004707	-12,821815	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PASC138 BF_TRATR_1KV	In	0,980000	-13,155675	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PASC13IOBF_TRATR_FETERC	In	13,602636	-13,155675	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PASC13TTBF_TRATT_FETERC	In	13,548386	-11,276765	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PASC13TUBF_SRRCX_IRRCX+	In	13,538874	-11,359770	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PASC230 BF_TRATT_1KV	In	0,980000	-11,276765	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PASC230 BF_TRATU_1KV	In	0,980000	-11,359770	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
POLI13.8BF_SCC1_ICC1 +	In	13,989256	-9,389660	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
POLI138 BF_TRATQ_1KV	In	1,013714	-9,389660	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
POMA13.8BF_TRATU_FETERC	In	13,736208	-13,335648	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
POMA230 BF_TRATU_1KV	In	1,000000	-13,335648	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PORT138 BF_TRAA1_1KV	In	0,970000	-16,536419	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PORT138 BF_TRAA2_1K	In	0,980000	-15,930820	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

Load Flow Bus Name	Status	Voltage Mag (kV)	Voltage Angle	Generation MW	Generation MVAR	Load MW	Load MVAR
PORT13A1BF_TRAA1_FETERC	In	13,465829	-16,536419	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PORT13A2BF_TRAA2_FETERC	In	13,610635	-15,930820	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
POSO13.8BF_TRATQ_FETERC	In	13,795786	-13,734390	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
POSO138 BF_TRATQ_1KV	In	0,990000	-13,734390	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
QUEV138 BF_TRATR_1KV	In	0,983000	-15,415445	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
QUEV13TRBF_TRATR_FETERC	In	13,567059	-15,415445	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
QUEV13TTBF_SRRCW_IRRCW+	In	13,647406	-14,480728	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
QUEV230 BF_TRATT_1KV	In	0,988000	-14,480728	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
RIOB13.8BF_IRRCQ_RERCQ+	Unlow	13,216703	-8,331883	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
RIOB230 BF_TRTRK_1KV	In	0,967000	-8,331884	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SALI138 BF_TRATQ_1KV	In	0,963000	-14,703514	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SALI138 BF_TRATR_1KV	In	0,961000	-14,935261	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SALI13TQBF_TRATQ_FETERC	Unlow	13,298359	-14,703514	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SALI13TRBF_TRATR_FETERC	Unlow	13,273067	-14,935261	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SALI69TQBF_STATQ_LNGZT+	Unlow	66,721207	-14,290326	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SALI69TRBF_STATR_LNGZT+	Unlow	66,721657	-14,289528	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SDOM138 BF_TRATR_1KV	In	0,965000	-11,657720	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SDOM13TRBF_TRATR_FETERC	Unlow	13,330352	-11,657720	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SDOM13TUBF_SRRCW_IRRCW+	In	13,474599	-9,689724	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SDOM230 BF_TRATU_1KV	In	0,976000	-9,689724	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SELE13.8BF_TRATQ_FETERC	In	13,613372	-15,937517	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SELE138 BF_TRATQ_1KV	In	0,986000	-15,937517	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SROS138 BF_TRTRN_1KV	In	0,966000	-17,737347	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SROS138 BF_TRTRP_1KV	In	0,964000	-17,987604	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SROS13RNBF_TRTRN_FETERC	Unlow	13,335108	-17,737347	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SROS13RPBF_TRTRP_FETERC	Unlow	13,314194	-17,987604	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SROS13TUBF_SRRCW_IRRCW+	In	13,652533	-13,454343	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SROS230 BF_TRATU_1KV	In	0,989000	-13,454343	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TOTO138 BF_TRATQ_1KV	In	1,022084	-12,513663	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TOTO13TQBF_TRATQ_FETERC	In	14,104759	-12,513663	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TOTO13TTBF_SRRCW_IRRCQ+	In	13,814852	-10,526140	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TOTO230 BF_TRATT_1KV	In	1,001076	-10,526140	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TRIN13.8BF_TRATQ_FETERC	In	13,439439	-8,842143	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TRIN13.8BF_TRATT_FEAUXI	Unlow	13,350450	-11,036565	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TRIN138 BF_TRATQ_1KV	In	0,973000	-8,842143	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TRIN230 BF_TRATT_1KV	In	0,967000	-11,036565	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TULC13.8BF_SCC1_JCC1 +	In	13,851870	-19,314579	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
TULC138 BF_TRATQ_1KV	In	1,003759	-19,314579	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
VICE138 BF_TRT1_1KV	In	0,958000	-19,069368	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

Load Flow Bus Name	Status	Voltage Mag (kV)	Voltage Angle	Generation MW	Generation MVAR	Load MW	Load MVAR
VICE138 BF_TRT2 _1KV	Unlow	0,947000	-20,261600	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
VICE13T1BF_TRT1_FETERC	Unlow	13,228704	-19,069368	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
VICE13T2BF_TRT2_FETERC	Unlow	13,068875	-20,261600	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
BETA230 BR_BAR_FICT. +	In	234,771118	18,577559	348,459961	0,000000	0,000000	58,160759
JAMO115 BN_BAR +	In	117,030121	1,789696	0,000000	0,000000	37,210442	20,735458
JAMO230 BR_B1 +	In	232,747070	4,258528	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PAEZ230 BR_BAR_FICT. +	In	234,418457	18,473879	1,998740	0,000000	0,000000	13,154638
PANA115 BN_BAR +	Unlow	114,315048	0,320000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SBER230 BR_B1 +	In	234,443604	18,465504	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
YUMB230 BR_BAR_FICT. +	In	234,485748	18,487831	29,534695	0,000000	0,000000	10,922912
JAMO13.2BF_TRAF-1_FETERC	Ovhigh	13,661615	3,922029	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
JAMO230 BF_TRAF-1_1KV	In	1,034971	3,922029	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PANA138 BF_SLTULC_LNTULC	In	135,001144	-18,498857	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PANA138 BF_STTULC_ILTUL+	In	141,293427	0,320000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
PANA34.5BF_TRTF-1_FEFICT	In	35,090279	-0,910000	0,000000	0,000000	4,622658	5,909648
SBER115 BF_TRAF-1_FEFICT	In	112,533310	13,029128	0,000000	0,000000	80,805168	-1,179513
SBER13.2BF_TRAF-1_FETERC	In	12,942586	17,562943	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
SBER230 BF_TRAF-1_1KV	In	0,980000	17,562943	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

- **Unidades Shunt con su valor de reactivos en MVAR que entregan al Sistema.**

#### DLF Results: Shunt Capacitor and Reactor Unit

Shunt Unit Name	Status	MVAR Injec	Area N°
IBAR_CAPA_C1	In	6,043664	1
IBAR_CAPA_C2	In	6,675426	1
MACH_CAPA_C1	In	5,828111	1
RIOB_REAC_RCQ	In	-9,172508	1
JAMO_CAPA_C1	In	73,730179	2
JAMO_REAC_R1	In	-12,800379	2
JAMO_REAC_R2	In	-12,800379	2
SBER_CAPA_C3	In	62,340801	2

- **Descripción de los LTC de Transformadores con sus respectivos valores mínimos y máximos de los taps.** Ver Tabla DLF Results: TCUL Transformer.
- **Unidades de Generación con sus valores de Potencia de Salida y Voltaje nominal.** Ver Tabla DLF Results: Generating Unit.

## DLF Results: TCUL Transformer

Transformer Name	Regulated Bus Name	Status	Reg	Min Tap Position	Act. Tap Position	Max Tap Position	Voltage Act (kV)	Voltage Schd (kV)	Voltage Reg Min (kV)	Voltage Reg Max (kV)
BABA69 _ATQ _SECU_TRAF	BABA69 BR_BAR	In	Off	1	24	33	67,828308	67,851967	67,421967	68,281967
CHON69 _ATQ _SECU_TRAF	CHON69 BR_BP	In	Off	1	20	33	68,500000	68,500008	68,060005	68,940010
DCER230 _ATK _PRIM_TRAF	DCER230 BR_BAR	In	Off	1	21	33	217,591812	217,676773	216,246780	219,106766
ESME69 _AA1 _SECU_TRAF	ESME69 BR_BP	In	Off	1	17	33	68,425957	68,425972	67,995972	68,855972
IBAR34.5_T1 _SECU_TRAF	IBAR34.5BR_BP	In	Off	-16	0	16	34,115646	34,115673	33,900673	34,330673
IBAR69 _ATQ _SECU_TRAF	IBAR69 BR_BP	In	Off	1	18	33	68,754166	68,754250	68,324249	69,184250
LOJA69 _ATQ _SECU_TRAF	LOJA69 BR_BP	In	Off	-16	9	16	67,636330	67,637459	67,207458	68,067459
MACH69 _ATQ _SECU_TRAF	MACH69 BN_B2	In	Off	-16	0	16	67,571655	67,570580	67,140579	68,000580
MACH69 _ATR _SECU_TRAF	MACH69 BN_B2	Reg	On	-16	3	16	67,571655	67,570580	67,140579	68,000580
MACH69 _TRK _SECU_TRAF	MACH69 BN_B2	In	Off	1	29	33	67,571655	67,570580	67,140579	68,000580
MULA69 _ATQ _SECU_TRAF	MULA69 BR_BAR	In	Off	1	19	33	68,486618	68,486336	68,056335	68,916336
PASC69 _ATR _SECU_TRAF	PASC69 BR_BP	Reg	On	-16	-1	16	67,804520	67,804756	67,374756	68,234756
POLI69 _ATQ _SECU_TRAF	POLI69 BN_FUTURA	In	Off	1	15	33	67,224869	67,240601	66,810600	67,670601
PORT69 _AA1 _SECU_TRAF	PORT69 BR_BP	In	Off	1	26	33	67,899109	67,900444	67,470444	68,330444
PORT69 _AA2 _SECU_TRAF	PORT69 BR_BP	In	Off	1	26	33	67,899109	67,900444	67,460442	68,340446
POSO69 _ATQ _SECU_TRAF	POSO69 BR_BP	In	Off	-16	-3	16	67,718979	66,767570	66,337570	67,197571
QUEV69 _ATR _SECU_TRAF	QUEV69 BR_BP	In	Off	-16	-2	16	67,032684	67,047684	66,617683	67,477684
RIOB69 _TRK _SECU_TRAF	RIOB69 BR_BP	In	Off	-16	3	16	68,047119	68,064613	67,634613	68,494614
SALI69 _ATR _SECU_TRAF	GZEV69 BR_BA	In	Off	1	17	33	66,696640	67,271553	66,831551	67,711555
SELE69 _ATQ _SECU_TRAF	SELE69 BR_BP	In	Off	-16	1	16	68,698906	68,716667	68,276665	69,156670
SROS46 _TRN _SECU_TRAF	SROS46TNBR_BTRN	In	Off	-16	3	16	45,369236	45,369995	45,089996	45,649994
SROS46 _TRP _SECU_TRAF	SROS46TPBR_BTRP	In	Off	1	14	33	45,338406	45,339161	45,059162	45,619160
TRIN69 _ATQ _SECU_TRAF	TRIN69 BR_B1	In	Off	1	18	33	66,835533	66,835533	66,405533	67,265533
TULC69 _ATQ _SECU_TRAF	TULC69 BR_BP	In	Off	-16	-2	16	68,388092	68,388138	67,958138	68,818138
VICE138 _T2 _PRIM_TRAF	VICE138 BR_BP	In	Off	1	19	33	134,219711	134,219574	132,929581	135,509567
JAMO230 _AF-1 _PRIM_TRAF	JAMO230 BR_B1	In	Off	-12	-4	8	232,747070	233,973541	232,533539	235,413544
SBER230 _AF-1 _PRIM_TRAF	SBER230 BR_B1	In	Off	-16	1	10	234,443604	236,062805	234,632813	237,492798

## DLF Results: Generating Unit

Generating Unit Name	Regulated Bus Name	Status	Reg	Output MW	Output MVAR	MVAR Limits High	MVAR Limits Low	Voltage Act (kV)	Voltage Schd (kV)
CARM_U_1_GEN.HIDR	CARM138 BR_BAR_FICT. +	Reg	On	12,824121	3,733194	9,353697	-1,676848	136,729370	136,729370
CGPA_TG1_GEN.TERM	CGPA69 BR_BP	Reg	On	93,335175	25,926178	65,332413	-60,665379	67,815620	67,815620
CGSR_TG1_GEN.TERM	CGSR138 BR_BAR +	Reg	On	-0,483407	8,623089	26,500000	-12,500000	136,748566	136,748566
CGSR_TG2_GEN.TERM	CGSR138 BR_BAR +	Reg	On	-0,486269	9,438065	26,500000	-12,500000	136,748566	136,748566
CPBA_TV1_GEN.TERM	TRIN69 BR_B1 +	Reg	On	10,510892	8,681818	11,838294	-6,095735	66,835533	66,835533
CVIC_TG1_GEN.TERM	TRIN138 BR_B1 +	Maxreg	On	100,735741	25,477501	25,477501	-19,214106	133,524979	133,772842
DPER_U_3_GEN.HIDR	DPER138 BR_B1 +	Reg	On	25,822662	-1,414371	50,058868	-75,203201	133,713913	133,713913
ELEC_U_2_GEN.TERM	ELEC69 BR_BA +	Maxreg	On	45,986813	22,000000	22,000000	-21,000000	66,742752	69,620003
ESME_U_1_GEN.TERM	ESME138 BR_BP +	Reg	On	127,376381	7,514829	80,750397	-62,045273	137,417282	137,417282
GUAN_G_1_GEN.TERM	GUAN138 BR_BAR_FICT. +	Reg	On	11,178816	8,651913	29,283409	-7,283409	134,231842	134,231842
GZEV_TV3_GEN.TERM	GZEV69 BR_BA +	Minreg	On	70,067192	-17,481606	46,692005	-17,481606	66,696640	67,271553
MOLI_U_1_GEN.HIDR	MOLI138 BR_B1 +	Reg	On	94,285332	15,202949	46,714535	-50,714535	139,240219	139,240219
MOLI_U_2_GEN.HIDR	MOLI138 BR_B1 +	Reg	On	92,509888	15,402662	47,868572	-51,868572	139,240219	139,240219
MOLI_U_4_GEN.HIDR	MOLI138 BR_B1 +	Reg	On	80,670639	20,698454	55,564083	-59,564083	139,240219	139,240219
MOLI_U_6_GEN.HIDR	MOLI230 BR_B1 +	Reg	On	93,411987	21,167589	64,784805	-81,868805	231,924805	231,924805
MOLI_U_7_GEN.HIDR	MOLI230 BR_B1 +	Reg	On	95,251556	14,473662	64,206657	-81,027863	231,924805	231,924805
MOLI_U_8_GEN.HIDR	MOLI230 BR_B1 +	Reg	On	84,257149	26,028437	67,662041	-86,053871	231,924805	231,924805
MOLI_U_9_GEN.HIDR	MOLI230 BR_B1 +	Reg	On	80,236366	23,255596	68,925713	-87,891945	231,924805	231,924805
MPP_G1A_GEN.TERM	MPP 138 BR_BAR +	In	Off	63,073906	0,789586	56,324524	-51,692608	138,411835	138,411835
MPP_G1B_GEN.TERM	MPP 138 BR_BAR +	Reg	On	62,878746	0,490239	56,418201	-51,712124	138,411835	138,411835
PUCA_U_1_GEN.HIDR	PUCA138 BR_BP +	Reg	On	34,440681	5,250591	12,935591	-17,927683	138,725922	138,725922
PUCA_U_2_GEN.HIDR	PUCA138 BR_BP +	Reg	On	34,440487	5,400527	12,935708	-17,927773	138,725922	138,725922