ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

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

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

AGUILAR CHIRIBOGA ROMMEL PATRICIO
CEPEDA CAMPAÑA JAIME CRISTÓBAL

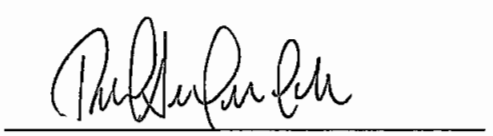
DIRECTOR: JESÚS JÁTIVA, Ph.D.

Quito, noviembre 2005

DECLARACIÓN

Nosotros, Rommel Patricio Aguilar Chiriboga y Jaime Cristóbal Cepeda Campaña declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Rommel P. Aguilar Ch.

Jaime C. Cepeda C.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rommel Patricio Aguilar Chiriboga y Jaime Cristóbal Cepeda Campaña, bajo mi supervisión.

Jesús Játiva, Ph.D.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Deseamos manifestar nuestro agradecimiento a todos aquellos que con su ayuda han hecho posible la realización de este trabajo y en particular al Dr. Jesús Játiva, por su apoyo desinteresado y por la amistad y confianza brindada en el desarrollo de este proyecto, al Ing. Luis Ruales quien en representación de Transelectric nos brindó la ayuda necesaria y la infraestructura adecuada para realizar la simulación en el programa Power Factory de DigSilent; y, a nuestras familias por su continuo apoyo.

DEDICATORIA

A mi familia, especialmente a mis padres por el incansable esfuerzo que han hecho para mi desarrollo personal y académico y a mis hermanos por el cariño y apoyo que siempre me han brindado.

Rommel

A mis padres, novia, hermana y familia, quienes me han brindado constante apoyo, no sólo durante la realización de este trabajo, sino en todas las actividades que he realizado en mi vida.

Jaime

CONTENIDO

DECLARACIÓN i

CERTIFICACIÓN ii

AGRADECIMIENTOS iii

DEDICATORIA iv

CONTENIDO v

RESUMEN viii

PRESENTACIÓN ix

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN 1

1.1. GENERALIDADES 1

1.2. OBJETIVOS 2

1.2.1. OBJETIVO GENERAL 2

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS 2

1.3. ALCANCE 2

1.4. JUSTIFICACIÓN 3

1.4.1. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA 3

1.4.2. JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA 4

1.4.3. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA 4

CAPÍTULO 2: ANTECEDENTES 5

2.1. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO 5

2.1.1. GENERALIDADES 5

2.1.2. COMPONENTES DEL S.N.I. 6

2.2. MODELO ECONÓMICO DEL SECTOR ELÉCTRICO 10

2.2.1. RESEÑA HISTÓRICA 10

2.2.2. LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO 11

2.2.3. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO 12

2.2.4. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, MEM 15

2.3. CONFIABILIDAD 17

2.3.1. DEFINICIÓN 17

2.3.2. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD 18

2.3.3. ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD DE SEP 21

2.4. ESQUEMA DE PROTECCIONES CONTRA DESBALANCES GENERACIÓN CARGA 22

2.4.1. CRITERIOS PARA DEFINIR EL EAC 24

2.4.2. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA EN EL S.N.I. 26

2.4.3. RESERVA PARA REGULACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA DE FRECUENCIA 27

2.4.4. ESQUEMA DE SEPARACIÓN DE ÁREAS ECUADOR – COLOMBIA 28

2.5. INTERCONEXIÓN ECUADOR – COLOMBIA 28

2.5.1. LÍNEA DE TRANSMISIÓN 28

2.5.2. ACUERDOS OPERATIVOS....29
2.5.3. LÍMITES DE LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA PARA LA OPERACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN....30

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE....33
3.1. PREDESPACHO DE GENERACIÓN PARA EL 1 DE MARZO DE 2003....33
3.1.1. DESPACHO HORARIO (PROGAMACIÓN DIARIA - PREDESPACHO)....33
3.1.2. DESPACHO ECONÓMICO DIARIO PROGRAMADO PARA EL 1 DE MARZO DE 2003....33
3.2. PROGRAMACIÓN DE TRANSFERENCIA POR LA INTERCONEXIÓN....34
3.3. DESPACHO REAL DE GENERACIÓN PARA PRE – FALLA....35
3.4. CARGA PARA CONDICIONES DE PRE – FALLA....36
3.5. FLUJOS DE POTENCIA PARA CONDICIONES DE PRE – FALLA....37
3.5.1. FLUJO DE POTENCIA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO....37
3.5.2. MODELACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA....37
3.5.3. SOLUCIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA....44
3.5.4. FLUJOS DE POTENCIA DE PRE-FALLA OBTENIDOS CON EL PROGRAMA POWER FACTORY....46
3.5.5. FLUJOS DE POTENCIA DE PRE - FALLA MEDIDOS EN TIEMPO REAL EN LA SUBESTACIÓN MOLINO....49
3.6. CAUSAS PRELIMINARES DE LA FALLA....49

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DINÁMICO DURANTE LA FALLA....51
4.1. DEFINICIÓN Y CLASIFICASIÓN DE ESTABILIDAD....51
4.1.1. INTRODUCCIÓN....51
4.1.2. IMPORTANCIA DE LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD....51
4.1.3. DEFINICIÓN Y GENERALIDADES SOBRE ESTABILIDAD....52
4.1.4. CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA....52
4.1.5. RELACIÓN ENTRE CONFIABILIDAD, SEGURIDAD Y ESTABILIDAD....62
4.2. PARÁMETROS DINÁMICOS DEL SISTEMA....64
4.2.1. ANÁLISIS DINÁMICO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA....64
4.2.2. MODELO DEL GENERADOR....64
4.2.3. MODELO DEL SISTEMA MOTRIZ....68
4.2.4. MODELO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD....72
4.2.4. MODELO DEL REGULADOR DE VOLTAJE....78
4.2.5. MODELO DEL ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA (PSS)....81
4.2.6. MODELO DE CONTROL DE UN SISTEMA DE DOS ÁREAS....83
4.2.7. MODELO DE LA CARGA....86
4.2.8. MODELO DE LOS ELEMENTOS ESTÁTICOS....87
4.2.10. MÉTODO DE ANÁLISIS DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINA....87
4.3. NIVELES DE SEGURIDAD DEL SISTEMA....88
4.3.1. NORMAS DE SEGURIDAD EN LA PLANIFICACIÓN OPERATIVA....88
4.3.2. CRITERIOS DE SEGURIDAD EN LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL....91
4.3.3. PARÁMETROS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD....92
4.4. PROTECCIÓN DE GENERADORES Y DE SISTEMA....94
4.4.1. PRINCIPIOS DE PROTECCIONES....94
4.4.2. PROTECCIONES DE LOS GENERADORES DEL S.N.I....96
4.4.3. PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE 230 kV DEL S.N.T....97
4.4.4. PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE 138 kV DEL S.N.T....100
4.4.5. PROTECCIONES DE LAS POSICIONES DE 69 Y 34,5 kV....101
4.4.6. PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES....101
4.4.7. PROTECCIONES DE BARRAS....102
4.4.8. PROTECCIONES DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – COLOMBIA A 230 kV....102
4.4.9. PROTECCIONES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN....103

4.5. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA 104
4.6. SECUENCIA DEL COLAPSO 105
4.6.1. ANTECEDENTES 105
4.6.2. EVENTOS OCURRIDOS EN EL SISTEMA COLOMBIANO 105
4.6.3. EVENTOS OCURRIDOS EN EL SISTEMA ECUATORIANO 106
4.6.4. COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE SEPARACIÓN DE ÁREAS Y ERROR DE CONTROL DE ÁREA 107
4.7. INFORME DEL ACCIONAMIENTO DE PROTECCIONES 108
4.7.1. DISPARO DE GENERADORES 108
4.8. ESTUDIO DE LOS DIAGRAMAS DINÁMICOS 111
4.8.1. RESPUESTA DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA 111
4.8.2. RESPUESTA DEL VOLTAJE EN LAS BARRAS DE 138 kV Y 230 kV 113
4.8.3. FLUJOS POR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CONECTADAS A LA S/E MOLINO. 114
4.9. SIMULACIÓN DEL SISTEMA USANDO EL PROGRAMA POWER FACTORY .. 121
4.9.1. SIMULACIÓN DEL COLAPSO. 121
4.9.2. ESTUDIO DE LAS CAUSAS DEL COLAPSO 131

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DEL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA 141
5.1. ESTADO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN 141
5.1.1. ESTADO DE LA CENTRAL PAUTE 141
5.1.2. RESPUESTA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN (RPF) 142
5.1.3. GENERACIÓN PARA LEVANTAR LA FALLA 142
5.2. ESTADO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 143
5.3. ESTADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 145
5.3.1. ZONAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 145
5.3.2. ESTADO DEL S.N.T. LUEGO DEL COLAPSO 146
5.4. SECUENCIA DEL RESTABLECIMIENTO 148
5.4.1. RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 148
5.4.2. RESTABLECIMIENTO DE LA CENTRAL PAUTE 152
5.4.3. RESTABLECIMIENTO DE LOS DEMÁS GENERADORES DEL S.N.I. 153
5.4.4. RESTABLECIMIENTO DE LA INTERCONEXIÓN A 230 kV 154
5.5. DIFICULTADES EN ARMAR EL SISTEMA NACIONAL 154

CAPÍTULO 6: ANÁLISIS COMERCIAL Y ECONÓMICO 158
6.1. EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS COMERCIALES EN EL MEM 158
6.1.1. TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MEM 158
6.1.2. PRECIO DE LA ENERGÍA 159
6.1.3. PÉRDIDAS COMERCIALES EN EL MEM 160
6.2. EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ECONÓMICAS 163
6.2.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA 164

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 168
7.1. CONCLUSIONES 168
7.2. RECOMENDACIONES 171

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 173

ANEXOS 177

RESUMEN

El Sistema Nacional Interconectado S.N.I. comprende a los subsistemas de generación, transmisión, distribución y utilización de energía eléctrica en el Ecuador. Este sistema es manejado en forma independiente a través de compañías públicas y privadas de generación, transmisión, distribución y comercialización reguladas y administradas por dos organismos (CONELEC y CENACE).

Un sistema eléctrico de potencia SEP siempre está sujeto perturbaciones de distinta magnitud y naturaleza. El S.N.I. es un SEP, y como tal debe garantizar que tales perturbaciones no afecten la calidad y continuidad del servicio eléctrico.

Realizar estudios de estabilidad es importante desde el punto de vista de planificación y operación, ya que los resultados que se obtienen permiten tomar las acciones debidas para evitar que el sistema opere en condiciones de desequilibrio luego de ocurrir una contingencia y que eventualmente puede conducir a un colapso total o parcial del sistema, causando pérdidas económicas considerables.

El 1 de marzo de 2003 se produjo una falla en la línea de transmisión Yumbo – San Bernardino del sur de Colombia lo que provocó la apertura de la interconexión con Ecuador a 230 kV causando luego el colapso total del S.N.I. debido a la salida de servicio de todas las unidades del parque generador.

En el presente trabajo se realiza el estudio de estabilidad del S.N.I. aplicado a la falla del 1 de marzo de 2003 con el objetivo de determinar las verdaderas causas que llevaron al sistema al colapso para luego proponer soluciones que garanticen la estabilidad del sistema frente a contingencias similares.

PRESENTACIÓN

En el capítulo 1 se realiza una introducción del trabajo, detallando los objetivos, el alcance y la justificación del mismo.

En el capítulo 2 se describe la organización del Sistema Nacional Interconectado tanto en su aspecto físico y operativo como en su constitución organizativa a fin de conocer detalladamente el sistema a ser estudiando y tener la certeza de realizar un análisis más aproximado de su comportamiento dinámico.

En el capítulo 3 se elabora el análisis de estado estable del sistema antes de la falla del 1 de marzo de 2003 ya que las condiciones operativas previas a la perturbación determinan el comportamiento durante y después de esta.

En el capítulo 4 se desarrolla el análisis dinámico de estabilidad del sistema durante la perturbación, describiendo cada uno de los eventos que llevaron al sistema al colapso total y luego efectuando su simulación con el programa DigSilent.

En el capítulo 5 se presenta la situación de los elementos del sistema luego del colapso y las operaciones realizadas para lograr el restablecimiento del S.N.I.

En el capítulo 6 se realiza un análisis que muestra las pérdidas comerciales y económicas que sufrió el sistema debido a la pérdida de energía durante el tiempo que tomó el restablecimiento.

En el capítulo 7 se presentan las conclusiones a las que se llegó luego de realizar el estudio y se sugieren recomendaciones con el fin de evitar que el sistema sufra otro colapso por contingencias de similares magnitudes.

CAPÍTULO 1
INTRODUCCIÓN

1.1. GENERALIDADES

Los Sistemas Eléctricos de Potencia SEP están compuestos por los subsistemas de generación, transmisión, distribución y utilización de energía eléctrica y son los encargados de llevar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta el usuario final.

En el Ecuador, el Sistema Nacional Interconectado S.N.I. es la estructura básica que permite *generar, transmitir* y *distribuir* la energía eléctrica. Para conseguir este objetivo dispone de una serie de elementos tales como generadores, subestaciones de elevación y reducción, líneas de transmisión, subestaciones de distribución, alimentadores, redes de distribución e interconexiones con otros sistemas.

Para cumplir su función el S.N.I. opera en condiciones estables y equilibradas adaptándose a los cambios continuos de la carga; sin embargo, en ocasiones está sujeto a perturbaciones de pequeña o gran magnitud las que provocan condiciones de operación en estado transitorio o subtransitorio y que eventualmente pueden conducir a un colapso total o parcial del sistema, causando pérdidas económicas considerables.

El sistema ecuatoriano y el colombiano están interconectados a través de dos líneas de transmisión, a nivel de 230 kV y 138 kV. El sábado 1 de marzo de 2003 el sistema del sur de Colombia se vio afectado por una falla en la línea de transmisión Yumbo – San Bernardino lo que provocó la apertura de la interconexión con Ecuador a 230 kV causando luego el colapso total del S.N.I. por la pérdida de la potencia importada desde Colombia.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar el comportamiento dinámico del S.N.I. frente a pérdida de generación debido a la apertura de la interconexión Ecuador – Colombia, ocurrido en el colapso nacional del 1 de marzo de 2003.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las características constitutivas y organizativas del S.N.I.
- Simular y analizar el comportamiento en estado estable y en estado dinámico del S.N.I. antes, durante y después de haber ocurrido la falla.
- Estudiar la secuencia del restablecimiento del sistema.
- Analizar la actuación del esquema de alivio de carga, error de control de área y separación de áreas luego de ocurrida la falla.
- Analizar la secuencia de eventos a fin de determinar las causas que llevaron al colapso.
- Proponer soluciones que garanticen la seguridad del S.N.I. frente a contingencias similares.
- Determinar las pérdidas económicas que sufrió el mercado eléctrico mayorista debido al colapso nacional.

1.3. ALCANCE

Se realizará un análisis del colapso nacional ocurrido el 1 de marzo de 2003, estableciendo las causas y consecuencias del mismo.

El estudio a realizar estará encaminado a dos aspectos específicos, un análisis técnico en el que se pretende describir el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado antes, durante y después de la falla y un análisis comercial y económico en el que se evaluarán las pérdidas que se produjeron en el mercado eléctrico mayorista.

1.4. JUSTIFICACIÓN

1.4.1. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA

La realización de estudios de estabilidad del S.N.I. es importante para la adecuada planificación y operación del mismo, ya que los resultados que se obtienen permiten tomar las medidas correctas para evitar que el sistema opere en condiciones inestables que incluso podría llevarlo a colapsos parciales o totales.

El 1 de marzo de 2003 se produjo una perturbación severa provocada por la pérdida de la potencia proveniente de Colombia que causó una serie de eventos que llevaron al sistema al colapso total. Los encargados de realizar los estudios estimaron que la causa del colapso fue una falla en una de las líneas de transmisión de la zona sur de Colombia.

Los sistemas que operan interconectados están separados en áreas que tienen autonomía operativa, es decir que pueden operar independientemente, por lo que en caso de ocurrir perturbaciones severas se ejecuta una estrategia de separación de áreas y cada área debe recuperarse por sí sola (en Colombia en solo se produjo un colapso parcial de la zona sur). Bajo estas condiciones la causa del colapso del S.N.I. no puede ser la falla en la línea de transmisión del sistema colombiano porque una vez abierta la interconexión, el sistema ecuatoriano tenía que mantener en línea parte de sus generadores alimentando la carga correspondiente que permaneció conectada luego de aplicado el esquema de alivio de carga y después recuperar condiciones de voltaje y frecuencia que permitan el restablecimiento del S.N.I.

El objetivo del trabajo es determinar las causas internas que impidieron el mantenimiento de un balance generación – carga que evite el colapso total del sistema ecuatoriano y que lo llevaron al colapso.

1.4.2. JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA

Los estudios de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia requieren de un desarrollo matemático complejo por lo que es indispensable utilizar paquetes computacionales especializados de ingeniería que faciliten el análisis. Para la ejecución de este trabajo se utilizará el programa industrial Power Factory de la empresa alemana DigSilent para modelación y simulación de sistemas eléctricos de potencia en estado estable y dinámico; y, además se realizarán aplicaciones matemáticas en el programa Matlab que muestren el comportamiento de las variables del sistema antes y durante la falla.

El empleo de estos paquetes es importante puesto que son utilizados en instituciones del sector eléctrico que realizan estudios de flujos de potencia y estabilidad.

La modelación a utilizar es aquella disponible en la compañía Transelectric que contiene todos los componentes dinámicos del S.N.I. para el Power Factory.

1.4.3. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA

La operación del sistema ecuatoriano interconectado con otros sistemas, como el colombiano o el peruano, es una realidad y no se puede despreciar la posibilidad de que ocurran en el futuro perturbaciones de magnitudes similares a la que sucedió el 1 de marzo de 2003, por lo que el sistema debe estar preparado para, de ser necesario, mantenerse por sí solo ante la posible separación de áreas y evitar por todos los medios llegar de nuevo a un colapso total.

El presente estudio tiene como objetivo determinar las causas internas que llevaron al sistema al colapso total y proponer soluciones para que en posibles contingencias futuras sea capaz de mantener un balance mínimo generación - carga.

CAPÍTULO 2

ANTECEDENTES

2.1. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

2.1.1. GENERALIDADES

El Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) es la estructura básica que permite *generar, transmitir* y *distribuir* la energía eléctrica en el Ecuador. Está conformado por el Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.), Empresas Generadoras y Empresas Distribuidoras.

Una sola empresa administra el S.N.T., TRANSELECTRIC S.A., mientras que la Generación y Distribución está a cargo de varias empresas. Existen 13 Empresas Generadoras Hidroeléctricas y Termoeléctricas; y, 20 Empresas Eléctricas de Distribución, una de las cuales se encuentra aislada (ELECGALÁPAGOS S.A.).

El Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) cuenta con una potencia de generación instalada nominal de 3299 MW, siendo la potencia efectiva 3096 MW. La demanda máxima del S.N.I. (sin considerar los sistemas no incorporados), está en el orden de 2400 MW. Las pérdidas de potencia en el sistema de transmisión y los consumos propios de las plantas generadoras son alrededor de 4,4 % (105 MW) [1].

El S.N.I tuvo su mayor desarrollo entre los años 1975 y 1990, época en la cual se ejecutaron los más grandes proyectos de generación y transmisión eléctrica, desde entonces hasta la fecha, el crecimiento del sector eléctrico ha sido limitado (principalmente en proyectos de generación), debido a que este sector energético ha sido asaltado por intereses políticos, los cuales no han dado paso a la construcción de grandes proyectos de generación hidroeléctrica que hoy serían la solución al déficit de energía que vive el país.

2.1.2. COMPONENTES DEL S.N.I.

2.1.2.1. Parque Generador

El parque generador del Sistema Nacional Interconectado posee el 82,5% de la potencia nominal de generación instalada en el país, con 3299,4 MW, de los cuales 1704,4 MW (51,7%) corresponden a centrales de generación hidroeléctrica y 1595,0 MW (48,3%) corresponden a centrales térmicas [1].

Tabla 2.1. Potencia Nominal de Generación del Sector Eléctrico Ecuatoriano

	POTENCIA NOMINAL (MW)			MW NOM/TOTAL (%)
	Hidro	Termo	Total	
S.N.I.	1704,4	1595	3299,4	82,5%
No Incorporados	2,4	37,7	40,1	1,0%
Autogeneradores	41,7	618,8	660,5	16,5%
Total MW	1748,5	2251,5	4000,0	100,0%

Tabla 2.2. Potencia Efectiva de Generación del Sector Eléctrico Ecuatoriano

	POTENCIA EFECTIVA (MW)			MW NOM/TOTAL (%)
	Hidro	Termo	Total	
S.N.I.	1691,5	1404,8	3096,3	92,4%
No Incorporados	1,8	26,0	27,8	0,8%
Autogeneradores	40,5	327,0	367,5	11,0%
Total MW	1733,8	1617,8	3351,6	100,0%

Debido a las características ambientales del sitio de instalación y al tiempo de uso, las centrales de generación, principalmente las térmicas, no siempre pueden entregar su potencia nominal, la capacidad de la máquina se reduce a un

porcentaje de la potencia nominal, denominado potencia efectiva, que es la potencia aprovechable del generador. En las tablas 2.1 y 2.2 se pueden ver los detalles de la capacidad de generación nominal y efectiva del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

La capacidad efectiva del Sistema Eléctrico Ecuatoriano es el 83,8 % de la potencia nominal instalada y en el S.N.I. se cuenta con el 93,8% de 3300 MW.

En cuanto a la generación Termoeléctrica, existen tres tipos de centrales: Térmicas a Gas, Térmicas a Vapor y Motores de Combustión Interna, estas últimas corresponden a máquinas con más de 20 años de uso, por tal razón trabajan a factores de planta y rendimientos muy bajos, lo que hace imperiosa la necesidad de instalar centrales de mayor eficiencia para sustituirlas. La mayoría de Centrales a Gas operan con diesel a excepción de Machala Power (usa gas natural) y la Barcaza Victoria II (usa nafta), Las centrales de vapor usan bunker como combustible y los MCI operan con bunker y diesel.

Tabla 2.3. Generación Térmica en el S.N.I.

Tipo de Central	Nominal (MW)	%	Efectiva (MW)	%	Combustible
Térmica Gas	811,1	50,9%	740,8	52,7%	Diesel, Nafta, Gas Natural
Térmica MCI	474,5	29,7%	440	31,3%	Bunker, Diesel
Térmica Vapor	309,4	19,4%	224	15,9%	Bunker
TOTAL	**1595,0**	100,0%	**1404,8**	100,0%	

La mayoría de centrales de generación se encuentran a cargo de las Empresas Generadoras, las cuales administran el 87% de la generación disponible en el S.N.I. el 13% restante es administrado por las empresas distribuidoras propietarias de algunas centrales de generación que en su mayoría son Térmicas (Motores de Combustión Interna principalmente).

En el Anexo A.1 se presenta el detalle del parque generador del S.N.I.

porcentaje de la potencia nominal, denominado potencia efectiva, que es la potencia aprovechable del generador. En las tablas 2.1 y 2.2 se pueden ver los detalles de la capacidad de generación nominal y efectiva del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

La capacidad efectiva del Sistema Eléctrico Ecuatoriano es el 83,8 % de la potencia nominal instalada y en el S.N.I. se cuenta con el 93,8% de 3300 MW.

En cuanto a la generación Termoeléctrica, existen tres tipos de centrales: Térmicas a Gas, Térmicas a Vapor y Motores de Combustión Interna, estas últimas corresponden a máquinas con más de 20 años de uso, por tal razón trabajan a factores de planta y rendimientos muy bajos, lo que hace imperiosa la necesidad de instalar centrales de mayor eficiencia para sustituirlas. La mayoría de Centrales a Gas operan con diesel a excepción de Machala Power (usa gas natural) y la Barcaza Victoria II (usa nafta), Las centrales de vapor usan bunker como combustible y los MCI operan con bunker y diesel.

Tabla 2.3. Generación Térmica en el S.N.I.

Tipo de Central	Nominal (MW)	%	Efectiva (MW)	%	Combustible
Térmica Gas	811,1	50,9%	740,8	52,7%	Diesel, Nafta, Gas Natural
Térmica MCI	474,5	29,7%	440	31,3%	Bunker, Diesel
Térmica Vapor	309,4	19,4%	224	15,9%	Bunker
TOTAL	**1595,0**	100,0%	**1404,8**	100,0%	

La mayoría de centrales de generación se encuentran a cargo de las Empresas Generadoras, las cuales administran el 87% de la generación disponible en el S.N.I. el 13% restante es administrado por las empresas distribuidoras propietarias de algunas centrales de generación que en su mayoría son Térmicas (Motores de Combustión Interna principalmente).

En el Anexo A.1 se presenta el detalle del parque generador del S.N.I.

Además, existen las interconexiones con el Sistema Eléctrico Colombiano, de estas se dispone 40 MW adicionales mediante la línea de 138 kV, que conecta el sistema de la Empresa Eléctrica Norte con dicho sistema, y 250 MW en mínima y media demanda o 200 MW en máxima demanda a través de la línea Pomasqui – Jamondino que opera a 230kV.

Actualmente está en marcha la construcción de nuevas centrales que aportarán significativamente en la generación eléctrica del país, como: Termoriente (270 MW), San Francisco (230 MW), Toachi Pilatón (190 MW) y Mazar (194 MW).

2.1.2.2. Sistema Nacional de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.) se encuentra conformado por líneas de transmisión y subestaciones que operan a voltajes de 69, 138 y 230 kV, posee aproximadamente 4100 km de líneas construidas, que en total suman 74.

Tabla 2.4. Resumen de Líneas de transmisión del S.N.I.

Voltaje (kV)	Número de Líneas	Longitud (km)
69	9	223
138	52	2581
230	13	1296
TOTAL	**74**	**4100**

El S.N.T. básicamente está formado por un anillo a 230 kV, con líneas de doble circuito que unen las subestaciones Paute, Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba. Vincula los principales centros de generación del país (Paute, Termoesmeraldas, Agoyán y Trinitaria), con los dos grandes centros de consumo: Guayaquil y Quito [1].

Se tiene también una línea de doble circuito que conecta la subestación Pomasqui con la subestación Jamondino en el sur de Colombia, de esta forma se consigue

la interconexión del sistema eléctrico de dicho país con el de Ecuador, al nivel de 230 kV.

Del anillo troncal de transmisión de 230 kV, se derivan líneas radiales de 138 y 69 kV, para enlazar los principales centros de generación y de consumo del país, excepto algunas zonas del Oriente y las islas Galápagos, que operan como sistemas aislados.

Las características principales de las líneas del Sistema Nacional de Transmisión se detallan en el Anexo A.3.

Como parte del Sistema Nacional de Transmisión, están las subestaciones, que representan los nodos del S.N.I. Es decir, son los puntos de interconexión entre los distintos elementos del sistema, a niveles de voltaje estandarizados que pueden ser: 69 kV, 138 kV y 230 kV. En el Anexo A.4 Se resumen las características de las principales subestaciones.

2.1.2.3. Empresas Distribuidoras

Se encargan de la distribución y comercialización de la energía eléctrica a los consumidores finales o clientes, para lo cual deben garantizar calidad y continuidad en el servicio.

Existen en el país 20 Empresas Eléctricas que se dedican a la distribución; 19 de las cuales están conformadas como Sociedades Anónimas, con participación casi exclusiva de accionistas del sector público, principalmente del Fondo de Solidaridad; y, una, CATEG-D que es de propiedad privada.

La última incorporación al S.N.I. es el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Sucumbíos S.A., a través de la línea Tena – Coca de 138 kV con lo cual se consiguió vincular las 19 empresas de la zona continental ecuatoriana al sistema. Únicamente ELECGALÁPAGOS S.A., que se encarga de la generación,

transmisión y distribución de la energía eléctrica en las 4 islas pobladas de la provincia insular, se encuentra totalmente aislada del S.N.I.

En el Anexo A.2 se presenta el detalle las empresas de distribución del S.N.I.

2.1.2.4. Grandes Consumidores

Según las características de demanda de ciertas Industrias, estas pueden ser calificadas como Grandes Consumidores, recibiendo algunas ventajas sobre los consumidores comunes. Entre estas ventajas se tiene:

- Libertad de Elegir al proveedor
- Pasar de un mercado cautivo a un mercado libre
- Pactar libremente el precio.
- Asegurar condiciones técnicas del servicio, precios, cantidades de potencia y energía.
- Libertad en la adquisición de energía para atender su demanda.

En el Anexo A.5 se presenta una lista de los grandes consumidores principales con sus características de demanda.

2.2. MODELO ECONÓMICO DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.2.1. RESEÑA HISTÓRICA

Por los años sesenta, el país contaba con más de mil centrales eléctricas, que en conjunto representaban una capacidad de 120 MW. En la misma década se elaboró la *Ley Básica de Electrificación,* la cual establecía al Estado como el principal responsable de la generación eléctrica.

El hecho que la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica estuviera a cargo del Estado, causó ineficiencias en el manejo de dichas

actividades, principalmente por la incursión de la política en el sector eléctrico y por la poca generación de recursos para la inversión en nuevos proyectos.

En 1996 se creó la *Ley de Régimen del Sector Eléctrico* con el fin de reducir las deficiencias en el manejo de las actividades del sector (generación, transmisión, distribución y comercialización). Para lo cual se delega la administración de dichas funciones a empresas eléctricas independientes. Sin embargo, es el Estado, a través del *Fondo de Solidaridad*, el principal accionista de las empresas eléctricas de transmisión, generación y distribución. Además es el responsable de garantizar la satisfacción de la demanda de energía eléctrica en el país.

Con el fin de crear un mercado de libre competencia, en la compra y venta de electricidad, Se conforma el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al S.N.I., así como la exportación e importación de energía y potencia a través de las interconexiones internacionales.

Hasta el momento permanece vigente este modelo económico del sector, en el cual las transacciones de compra y venta de energía se pueden hacer a través del mercado de contratos o en el mercado ocasional (SPOT); en el primero las tarifas son establecidas por los contratantes, y en el otro la tarifa se define con el precio marginal del mercado.

2.2.2. LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO [2]

El limitado desarrollo del Sector Eléctrico, se manifestó en déficit en el abastecimiento de electricidad, a un país cuya población y demanda de energía crecen constantemente. Esto se provocó apagones frecuentes que afectaban significativamente a la economía del país.

El 10 de octubre de 1996 se publica la Ley de Régimen del sector Eléctrico (LRSE), la cual propone un nuevo modelo para la administración y estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano, reformulando el grado de participación estatal en el

sector, con el objetivo de brindar un servicio de alta calidad y confiabilidad, promoviendo la inversión privada y la libre competencia.

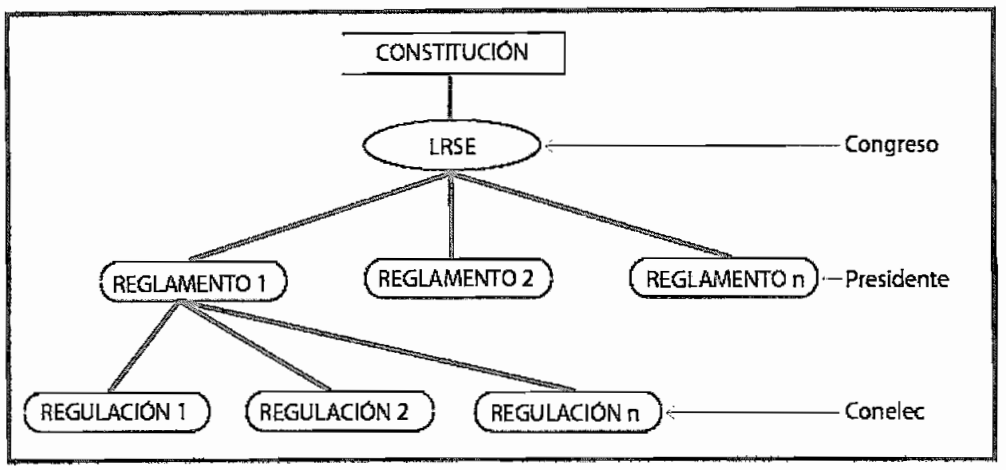


Figura 2.1. Estructura del Marco Legal y Regulatorio

Puesto que el suministro de electricidad es un bien público y de interés nacional, Según la LRSE es deber del Estado satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país.

2.2.3. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

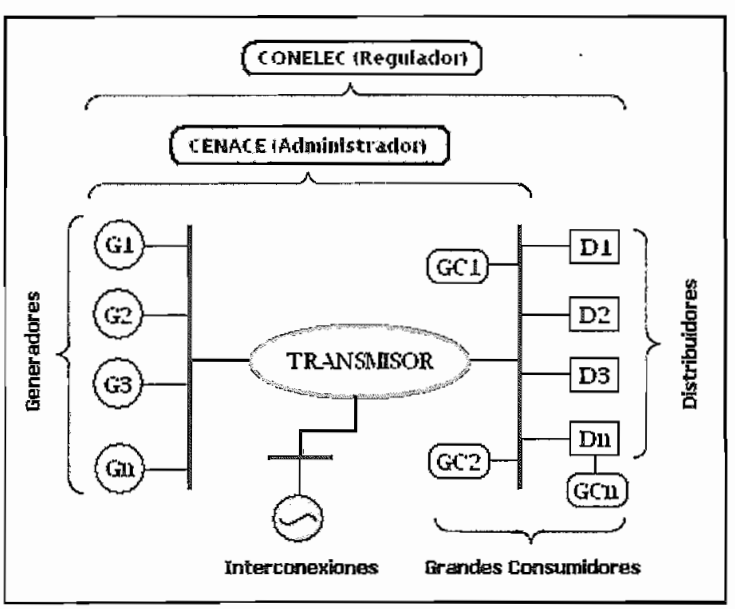


Figura 2.2. Estructura del Sector Eléctrico

Según la L.R.S.E. las empresas eléctricas se manejan individualmente, estableciendo una segmentación y separación jurídica y económica entre

generadores, transmisores y distribuidores, con el propósito de promover la libre competencia y la inversión privada, definiendo la siguiente estructura:

a) El Consejo Nacional de Electricidad;
b) El Centro Nacional de Control de la Energía;
c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
d) La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

2.2.3.1. Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC

Creado con el objeto de controlar y regular las actividades del sector eléctrico, aplicando criterios técnicos, económicos y jurídicos en base a las disposiciones de la LRSE, garantizando su credibilidad y transparencia. Además se encarga de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica en el país. Se caracteriza por ser una entidad independiente pues dispone de patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa.

2.2.3.2. Centro Nacional de Control de Energía, CENACE

Es una corporación privada de carácter técnico, sin fines de lucro. Tiene como función principal el manejo y la operación adecuada de la energía en bloque en el *Mercado Eléctrico Mayorista* (MEM), garantizando el mayor beneficio para el usuario final. Sus miembros son las Empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores.

2.2.3.3. Empresas de generación, transmisión y distribución.

La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica es realizada por compañías autorizadas, y establecidas en el país, de conformidad con la LRSE y la Ley de Compañías.

El mayor accionista de estas empresas es el Fondo de Solidaridad, sin embargo algunas empresas son en su totalidad de propiedad privada. Además uno de los objetivos de la Ley es promover la participación de capital privado en el sector eléctrico.

2.2.3.3.1. Empresas de Generación

Encargadas, mediante concesión del CONELEC, de la operación y mantenimiento de las centrales de generación, deben garantizar la disponibilidad de las unidades de generadoras para efectuar el despacho establecido por el CENACE. Trabajan en un régimen de libre competencia en cuanto a precios y costos.

2.2.3.3.2. Empresas de Transmisión

Existe una sola empresa de transmisión, Transelectric S.A., está formada con los activos de propiedad estatal que corresponden al Sistema Nacional de Transmisión.

2.2.3.3.3. Empresas de Distribución

La distribución es realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida, cumpliendo con los índices de calidad del servicio eléctrico definidos en la regulación correspondiente.

Los Distribuidores al igual que el transmisor, constituyen *monopolios naturales*, puesto que la concesión de distribución de cada área geográfica establecida en el Plan de Electrificación, se otorga a un solo distribuidor. Esto justifica la intervención del CONELEC en la regulación de estas actividades, con el fin de evitar que estos agentes impongan sus reglas en el mercado.

2.2.4. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, MEM

Es donde se realizan transacciones de compra y venta de grandes bloques de energía, entre los agentes del mercado, a través del Sistema Nacional de Transmisión [3].

Los agentes del MEM constituyen las personas naturales o jurídicas que realicen las actividades de generación, transmisión o distribución, los Grandes Consumidores y quienes realicen actividades de exportación e importación de energía que dispongan de una concesión, permiso o licencia otorgada por el CONELEC.

2.2.4.1. Transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista

En el MEM se pueden realizar los siguientes tipos de transacciones:

a) Contratos a plazo;
b) Compra-venta en el mercado ocasional;
c) Exportación e importación de energía;

Las transacciones en el mercado de contratos son libremente acordadas en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre Generadores y Distribuidores o entre Generadores y Grandes Consumidores.

El excedente de producción de los generadores con contratos a plazo y la generación sin contrato, se deposita en una bolsa de energía llamada *Mercado Ocasional (Spot),* Los agentes del MEM pueden realizar compra y venta de energía en este mercado, en el cual el precio se fija en base al costo de la unidad marginal, que es el costo del kWh de la unidad más cara que ingresa para satisfacer la demanda del sistema.

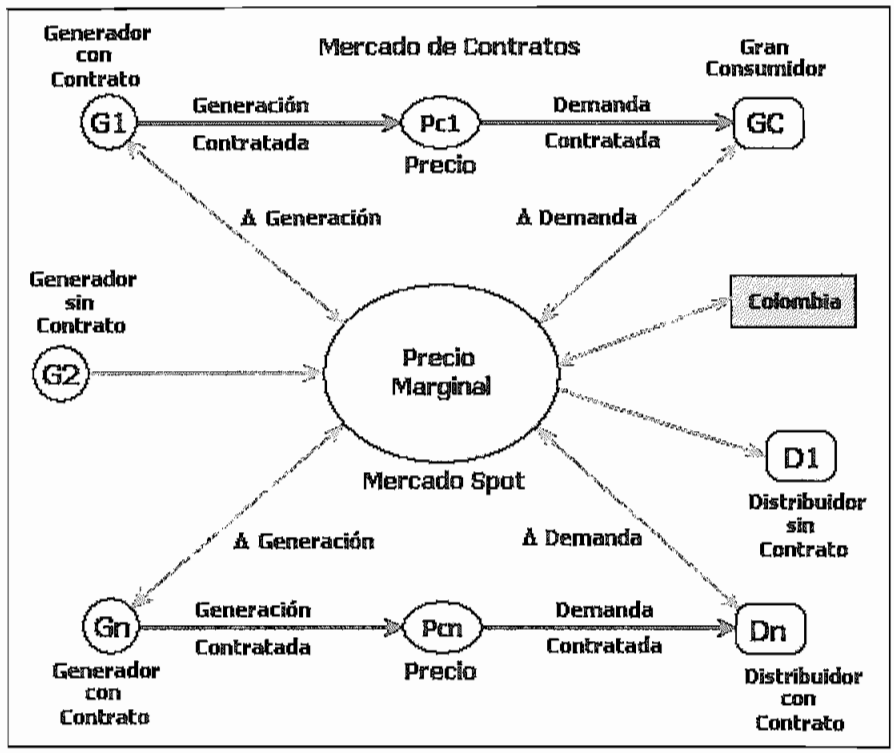


Figura 2.3. Funcionamiento Comercial del MEM

Gracias a las interconexiones internacionales, se puede exportar o importar energía, estas transacciones se hacen a través del mercado ocasional, por tal razón la compra y venta de energía entre los dos países se hace a precio marginal. Sin embargo se está buscando que los agentes del mercado tengan la posibilidad de realizar contratos con los agentes del país vecino de forma que se abarate el costo de la energía.

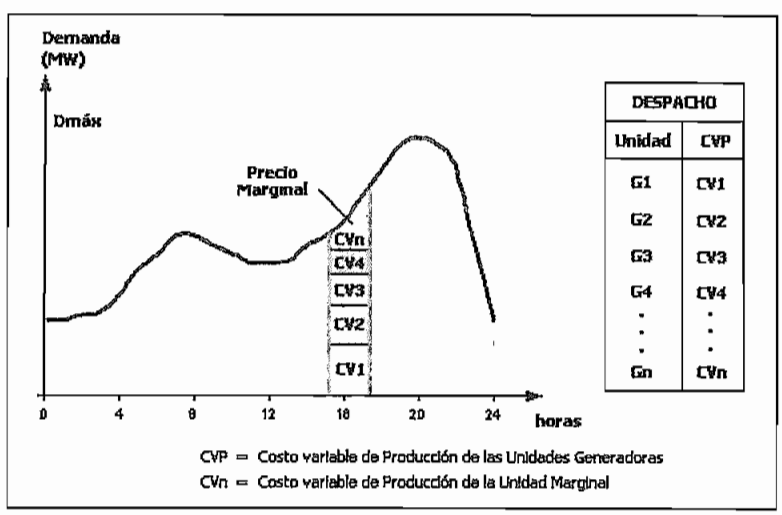


Figura 2.4. Precio Marginal

En el Mercado Ocasional rige la teoría marginalista de precios, que permite a los generadores recuperar las pérdidas del anterior régimen e incentiva la inversión en centrales de generación altamente eficientes.

Los precios de generación de energía en el MEM son calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada *"Barra de Mercado"* asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía en la Barra de Mercado se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo [3].

Factor de Nodo de una barra de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el Factor de Nodo de la Barra de Mercado es igual a 1,0 [3].

2.3. CONFIABILIDAD

2.3.1. DEFINICIÓN

La *Confiabilidad* es la capacidad de que un componente o sistema desempeñe la función exigida de él sobre condiciones preestablecidas, en un periodo de tiempo determinado, pudiendo ser expresada como una probabilidad [5].

La confiabilidad es una función que expresa una probabilidad de supervivencia a través del tiempo.

$$R(t) = P(T > t) \tag{2.1}$$

Para un componente aislado, la función de confiabilidad es una exponencial decreciente, la cual indica que la probabilidad de estar operando es mayor mientras menor es el tiempo transcurrido desde su puesta en funcionamiento y esta irá disminuyendo conforme transcurra el tiempo hasta que será cero en el tiempo infinito.

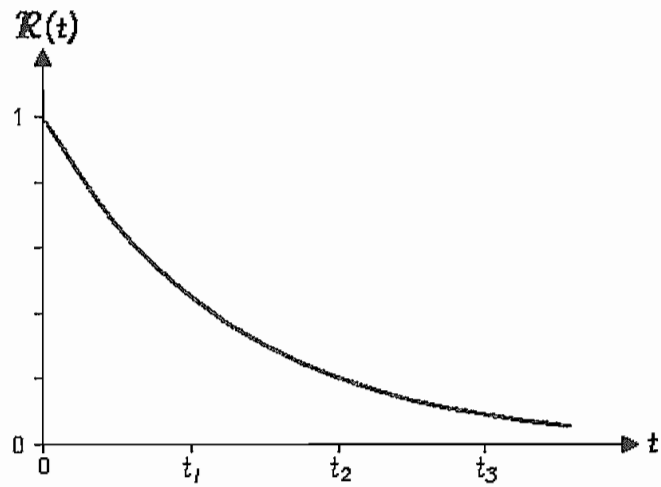


Figura 2.5. Función de Confiabilidad

Para un sistema eléctrico de potencia (SEP), la confiabilidad se asocia con la posibilidad de disponer de energía eléctrica en cualquier instante ya que el SEP está expuesto a sufrir cortes de suministro de energía dado que los elementos componentes del SEP sufren condiciones de desperfectos o fallas (por condiciones de operación o accidentales) [6].

La confiabilidad es la habilidad del SEP, para entregar ininterrumpidamente el suministro eléctrico a consumidores y resistir perturbaciones repentinas como cortocircuitos o la pérdida de componentes importantes del sistema. Esto abarca tanto la confiabilidad del sistema de generación como la de sistemas de transmisión y distribución.

Por tanto, la confiabilidad de un SEP se establece en base a una serie de cuantificadores, que describen, en promedio, las veces que el servicio eléctrico es interrumpido (por fallas o mantenimientos) y las probables duraciones de dichas interrupciones.

2.3.2. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Los índices más utilizados para cuantificar la confiabilidad de un SEP son los relacionados con la *Frecuencia* y *Duración* de fallas o cortes del suministro de la energía eléctrica [7].

Los índices comúnmente usados son:

- **Fallas**
  - Frecuencia de interrupción.
  - Duración media de la interrupción.
  - Energía anual interrumpida.
  - Tasa de salida forzada.
  - Índice de falla en el arranque.
  - Frecuencia de disparos.

- **Mantenimientos**
  - Tasa de desconexión programada para mantenimiento preventivo.
  - Tasa de desconexión programada para mantenimiento correctivo.
  - Índice de indisponibilidad total programada.
  - Duración media de desconexión programada.

2.3.2.1. Frecuencia de interrupción (λ)

También llamada *tasa de falla* o *tasa de riesgo,* representa la cantidad de veces que el suministro de electricidad es interrumpido, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de 1 año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como *tiempo promedio entre fallas (MTBF).*

2.3.2.2. Duración media de la interrupción (r)

También llamada *tiempo medio de reparación (MTTR),* es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como *tasa de reparación (u).*

2.3.2.3. Energía anual interrumpida (EAI)

También llamada *energía no suministrada (ENS),* representa la cantidad de energía que se interrumpe debido a las interrupciones del servicio de electricidad.

2.3.2.4. Tasa de salida forzada (FOR)

Es la medida de la probabilidad que ocurra una desconexión ya sea por problemas inesperados o falla. Se calcula como el total de horas de salida forzada dividido por la suma de horas de salida forzada y las horas de servicio en el período. Para el caso de transmisión se calculará para las líneas por cada 100 km.

2.3.2.5. Índice de falla en el arranque (IFA)

Es la relación entre el número de falla en el arranque y el número de arranques El número de arranques es el total, con o sin fallas, exceptuándose los arranque para pruebas solicitadas por el agente más no para pruebas de Verificación de Parámetros.

2.3.2.6. Tasa de desconexión programada para mantenimiento preventivo (TDPMP)

Es la relación entre el número de desconexiones programadas para mantenimiento preventivo y las horas de servicio.

2.3.2.7. Tasa de desconexión programada para mantenimiento correctivo (TDPMC)

Es la relación entre el número de desconexiones programadas para mantenimiento correctivo y las horas de servicio.

2.3.2.8. Índice de indisponibilidad total programada (IITP)

Es la relación entre las horas de desconexión programada y el total de horas indisponibles. Expresa la probabilidad que un componente o unidad esté en una condición de desconexión programada indisponible, en el período considerado.

2.3.2.9. Duración media de desconexión programada (r_p)

Es el tiempo medio de una desconexión programada. Es calculado por la relación entre las horas de desconexión programada y el número de desconexiones programadas.

2.3.3. ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD DE SEP

Para el análisis de confiabilidad se emplean métodos determinísticos y se debe utilizar el criterio n-1, según el cual el SEP debe ser capaz de transportar en estado estable la energía en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito a la vez [8].

Existen dos clases de métodos para evaluar la confiabilidad, orientados a predecir índices de comportamiento futuros: los métodos de *simulación estocástica* y los métodos de *análisis*. De los métodos de simulación estocástica, el más conocido es el de *Monte Carlo* y, entre los métodos de análisis, se tienen los *procesos continuos de Markov*, los de redes y sus aproximaciones [6].

2.3.3.1. Método de Monte Carlo

El método de Monte Carlo consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad. Sin embargo, hay preferencia por los métodos de análisis, dado que es mucho más fácil su manejo.

2.3.3.2. Procesos continuos de Markov

Un SEP se considera como un sistema reparable, es decir, que al fallar un elemento, éste es reemplazado o reparado, dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se restablece la condición de operación normal del sistema, o de su parte afectada. Así entonces, el sistema es *continuo en el tiempo*, con *estados discretos finitos*, ajustándose muy bien a una representación por medio de procesos continuos de Markov.

2.3.3.3. Diagrama Topológico

La topología se refiere al conjunto de los componentes internos y externos de un sistema. Un diagrama topológico es la representación gráfica de la topología de un sistema con referencia a la confiabilidad.

En el análisis de confiabilidad la topología es la forma en la que los elementos están conectados de tal forma que intervengan o no en la interrupción del servicio.

2.4. ESQUEMA DE PROTECCIONES CONTRA DESBALANCES GENERACIÓN CARGA

Cuando ocurren desbalances entre la generación y carga de un sistema, la frecuencia es afectada en proporción a la magnitud del desbalance y a parámetros propios del sistema tales como: constante de inercia, estatismo, entre otros.

Si la diferencia entre la generación y la carga es relativamente pequeña, es decir cuando ocurren variaciones de carga dentro de la operación estable del sistema, la frecuencia debe estabilizarse mediante la regulación primaria de frecuencia (*RPF*) y se la debe llevar a su valor nominal a través de la regulación secundaria de frecuencia (*RSF*). Este es un proceso que ocurre normalmente, debido a que la carga no permanece constante sino que varía de acuerdo a lo que se conoce como curva de demanda.

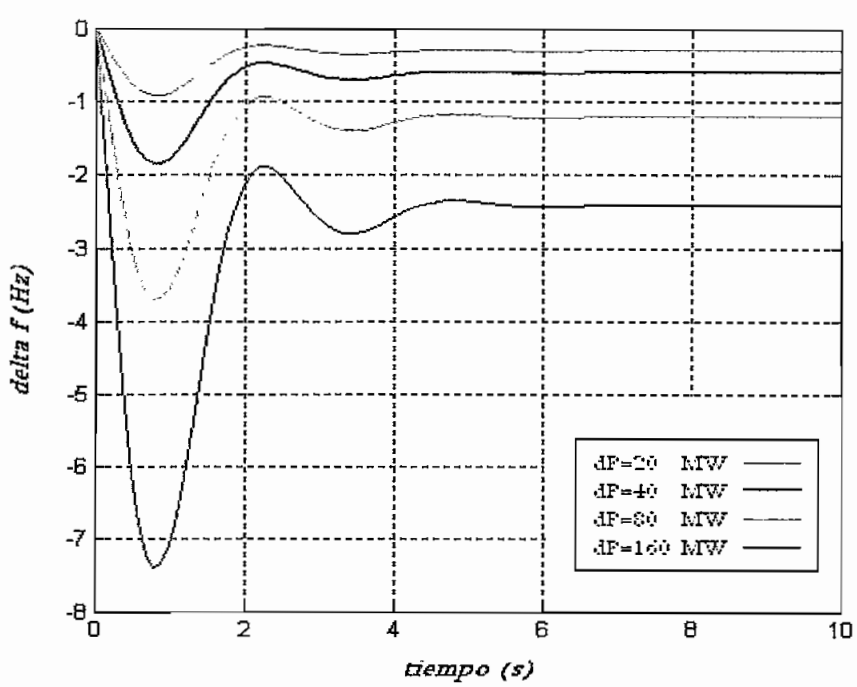


Figura 2.6. Comportamiento Dinámico de la Frecuencia durante RPF

Cuando ocurren contingencias considerables, tales como pérdida de unidades generadoras que aportan significativamente a la generación del sistema, la magnitud del desbalance entre la generación y la carga es tal que el sistema no puede recuperarse mediante las regulaciones primaria y secundaria de frecuencia. En este caso es necesario recurrir al Esquema de Alivio de Carga (*EAC*), el cual consiste en seccionar parte de la carga hasta conseguir estabilizar y recuperar la frecuencia a su valor nominal.

Es necesario que este proceso (EAC) se realice en el tiempo más corto posible, de forma que no salgan de operación otras unidades de generación debido a problemas por baja frecuencia. Pero por otro lado no es conveniente que opere el EAC, cuando el problema se puede corregir mediante RPF. Por tal razón, es necesaria una correcta coordinación entre las protecciones de los generadores y los relés de baja frecuencia del EAC.

En aquellas áreas del sistema que se puedan presentar grandes desbalances de demanda - generación, sin quedar aisladas del resto del sistema y donde se presenten grandes depresiones del voltaje sin que se vea afectada significativamente la frecuencia, CENACE debe implementar un esquema de desconexión automática de carga por bajo voltaje (EAC por bajo voltaje) [8].

Para casos de disparos de líneas de 230 kV que signifiquen pérdidas de estabilidad del sistema o colapsos parciales el CENACE determina el EAC y la desconexión automática de unidades generadoras, a esto se conoce como el Esquema de Disparo Automático de Generación. En el caso actual se aplica a las unidades de Paute ante la salida de dos circuitos de las líneas de 230 kV Paute - Pascuales o Paute Milagro [8].

Cuando operan sistemas eléctricos interconectados y ocurre la pérdida de la interconexión es necesario implementar un *Esquema de Separación de Áreas*. En cuyo diseño se dará prioridad a la seguridad del esquema, frente a la fiabilidad de la operación. Por esto, el Esquema solo actúa cuando existe plena seguridad de que debe haber separación de áreas [9].

2.4.1. CRITERIOS PARA DEFINIR EL EAC [10]

2.4.1.1. Frecuencia Inicial de Desconexión

Debe estar por debajo de las bandas de frecuencia de operación normal, que se encuentra entre 59.5 y 60.5 Hz, rango que depende especialmente de las turbinas de vapor, véase la figura 2.7.

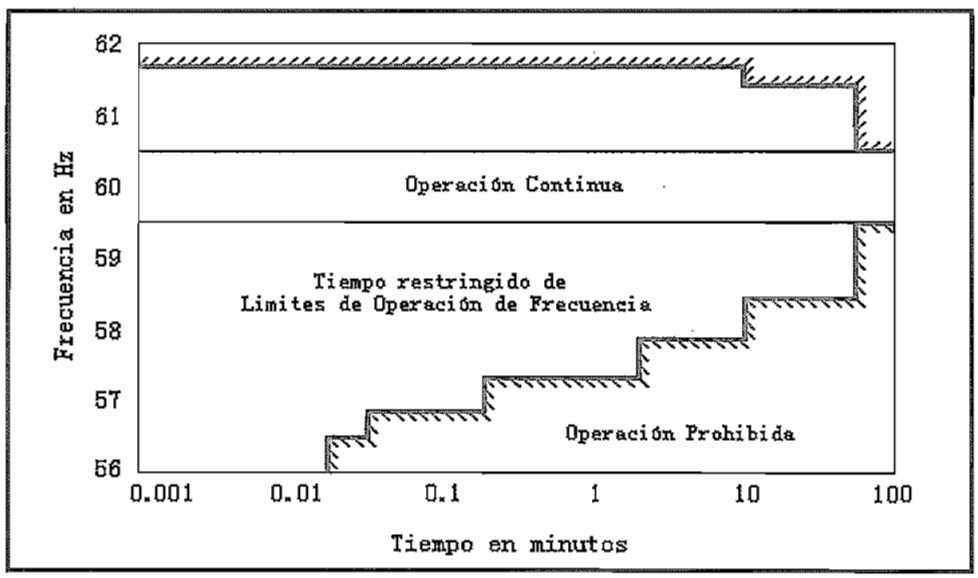


Figura 2.7. Límites de Operación durante frecuencias anormales para Turbinas de Vapor.

2.4.1.2. Frecuencia Final de Desconexión

La frecuencia final o mínima de desconexión debe estar por encima del límite inferior permitido, debe ser mayor que el valor de ajuste de las protecciones por baja frecuencia de las unidades generadoras (57.5 a 58.0 Hz).

2.4.1.3. Frecuencias de Desconexión por Pasos.

Depende de: Tipo de generación
Tipo de relés

Con relés rápidos, la frecuencia de separación típica entre pasos depende del tipo de generación dominante:

Generación Hidráulica: 0.3 Hz
Generación Térmica: 0.2 Hz

2.4.1.4. Número de Pasos de Desconexión.

Con un mayor número de pasos se puede obtener mayor selectividad, mayor precisión, y existe menor riesgo de desconectar demasiada carga. En esquemas de sistemas débiles es común usar de 4 a 6 pasos, evitando de esta manera que haya retiros excesivos de carga.

2.4.1.5. Carga a Desconectar en cada paso.

La primera desconexión, debe considerar un porcentaje de carga que haga que la pendiente ***df/dt*** se altere significativamente. Puede ser de 10 a 15% del porcentaje total de carga que se va a desconectar. Otro criterio aceptable para el primer paso es considerar la pérdida de la unidad más grande del sistema.

La máxima carga a desconectar, en el último paso de desconexión debe considerar la máxima sobrecarga que va a sufrir el sistema. Los valores típicos de desconexión máxima van del 25 al 50% de la demanda máxima.

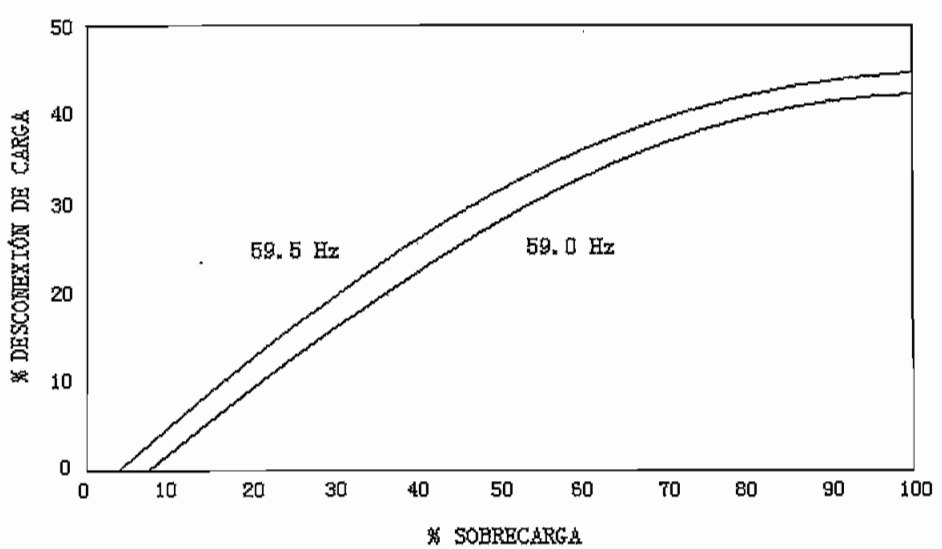


Figura 2.8. Monto de Carga a Desconectar

El porcentaje de carga a desconectar depende de la frecuencia en estado estable deseada y de la sobrecarga, vea la figura 2.8.

2.4.1.6. Tiempo de Operación por Pasos.

Se recomienda la operación rápida (6 ciclos), pero en ciertos casos hay que aumentar el retardo para admitir caídas transitorias de frecuencia de las que se pueda recuperar el sistema.

El tiempo de operación debe guardar una estrecha relación con el número de pasos que se consideran. Además, si se ha activado la operación de un relé y se recupera la frecuencia, el disparo debe bloquearse.

2.4.2. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA EN EL S.N.I.

El sistema eléctrico ecuatoriano esta diseñado en base al estándar de seguridad *n-1*, lo cual significa que ante una simple contingencia (salida de un elemento del sistema), el sistema debe operar en un *Estado de Alerta* sin violar los límites operativos y se puede recuperar gracias a las reservas para RPF y RSF.

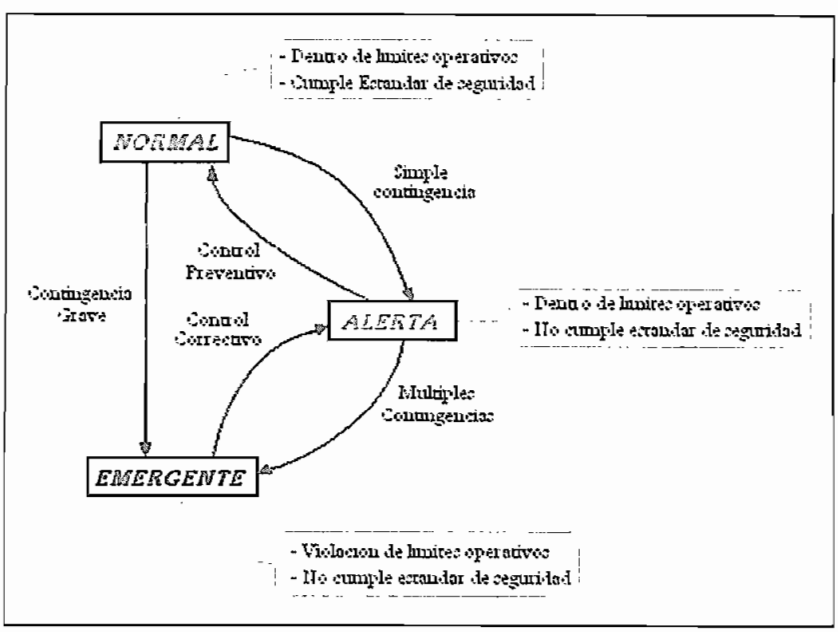


Figura 2.9. Estados Operativos de un S.E.P.

Se define el siguiente esquema:

Frecuencia Inicial de desconexión:		59,4 Hz
Frecuencia final de desconexión:		58,2 Hz
Intervalo de frecuencia:		0,2 Hz
Tiempo de operación:	Relé:	9 ciclos (150 ms)
	Disyuntor:	3 ciclos (50 ms)
	Total:	12 ciclos (200 ms)

Tabla 2.5. Pasos de desconexión de carga para el EAC del S.N.I. abril – septiembre 2005

Paso No.	frecuencia (Hz)	tiempo (ciclos)	% desconex. de carga	Desconex. acumulada
1	59,4	12	8	8
2	59,2	12	9	17
3	59,0	12	10	27
4	58,8	12	8	35
5	58,6	12	6	41
6	58,4	12	5	46
7	58,2	12	5	51

2.4.3. RESERVA PARA REGULACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Las reservas de potencia para RPF y RSF consideran un 2% y 4% de la demanda máxima, la cual está alrededor de 2400 MW, entonces:

Reserva para RPF (2%):	48 MW
Reserva para RSF (4%):	96 MW
Reserva total:	144 MW

Esto significa que el sistema es capaz de recuperarse ante perturbaciones de hasta 144 MW. En caso de una perturbación mayor, por ejemplo la salida de Agoyán (150MW) el sistema pasaría del *Estado Normal* de operación a un *Estado Emergente*, entonces es necesario hacer seccionamiento de carga.

2.4.4. ESQUEMA DE SEPARACIÓN DE ÁREAS ECUADOR – COLOMBIA [9]

El esquema de separación de áreas Ecuador – Colombia está implementado con las funciones de sobre potencia y bajo voltaje con los siguientes ajustes:

- Baja Frecuencia en Jamondino y Pomasqui: 58,2 Hz, retardo 500 ms
- Sobre potencia de envío Colombia – Ecuador: 380 MW retardo 2 s, considerando que el conteo del tiempo, se resetea cuando la potencia baja del 95% del valor de ajuste (361 MW).
- Sobre potencia de envío Ecuador – Colombia: 250 MW, retardo 2 s, considerando que el conteo del tiempo se resetea cuando la potencia baja del 95% del valor de ajuste (237,5 MW).
- Baja tensión en Jamondino y Pomasqui: 0.8 p.u. de 220 kV (176 kV Fase – Fase condicionado a las tres fases) con retardo intencional de 500 ms.

2.5. INTERCONEXIÓN ECUADOR – COLOMBIA

A partir de marzo de 2003 opera la interconexión eléctrica Ecuador-Colombia, la cual sin duda, ha traído beneficios económicos y sociales para los dos países [13]. Para Ecuador, ha significado evitar los racionamientos de energía y reducción en el precio marginal del MEM. Actualmente Colombia aporta con aproximadamente el 10% de la demanda ecuatoriana.

2.5.1. LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La interconexión es a 230 kV mediante una línea de doble circuito de 213,5 km entre las subestaciones Pomasqui y Jamondino, 78 km de la línea están construidos en Colombia y 135,5 km en Ecuador [11].

2.5.1.1. Parámetros de la Línea [9]

Longitud	213,5 km
Resistencia de secuencia positiva (R1):	11,536 Ω

Reactancia de secuencia positiva	(X1):	103,867 Ω
Susceptancia de secuencia positiva	(B1):	718,080 μmho
Resistencia de secuencia cero	(R0):	55,065 Ω
Reactancia de secuencia cero	(X0):	265,704 Ω
Susceptancia de secuencia cero	(B0):	472,690 μmho
Resistencia mutua	(Rm):	47,340 Ω
Reactancia mutua	(Xm):	131,683 Ω

2.5.2. ACUERDOS OPERATIVOS [9]

El Acuerdo de Cartagena dispone que la integración física sea uno de los mecanismos para alcanzar los objetivos de la Comunidad Andina. Esta interconexión de los sistemas eléctricos de los Países Miembros y los intercambios comerciales intracomunitarios de electricidad pueden brindar importantes beneficios a los Países Miembros en términos económicos, sociales y ambientales y pueden conducir a la utilización óptima de sus recursos energéticos y a la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico.

Las reglas y condiciones operativas y comerciales para los intercambios de electricidad entre los Países Miembros y para el funcionamiento de un mercado integrado de energía deben basarse en criterios de no discriminación en el tratamiento entre los respectivos Países, sin perjuicio de la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales.

Los Operadores de Sistema de ambos países (ISA de Colombia y CENACE de Ecuador), establecieron un Acuerdo Operativo por medio del cual se coordinará la operación de los enlaces internacionales de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador.

2.5.3. LÍMITES DE LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA PARA LA OPERACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN [9]

2.5.3.1. Transferencia Colombia - Ecuador

2.5.3.1.1. Red completa del sistema colombiano con la línea Popayán - Río Mayo disponible

En el documento asociado al acuerdo operativo, están presentadas estas simulaciones, donde se concluye que para los periodos de demandas máximas, media y mínima se pueden transferir 250 MW de Colombia a Ecuador.

2.5.3.1.2. Red actual del sistema colombiano con indisponibilidad del circuito Popayán - Río Mayo

La transferencia Colombia – Ecuador está limitada en demanda máxima por el corte San Bernardino – Jamondino de 360 MW, lo cual produce un límite de 220 MW Colombia – Ecuador. En demandas media y mínima la transferencia está limitada por la salida de la unidad de mayor capacidad de Ecuador equivalente a 130 MW, permitiendo hasta 250 MW de transferencia Colombia – Ecuador. Las máximas transferencias en demandas media y mínima pueden limitarse a valores entre 230 y 250 MW dependiendo de los despachos de algunas plantas de Ecuador.

2.5.3.1.3. Red actual del sistema colombiano con indisponibilidad de un Circuito Jamondino - Pomasqui a 230 kV

El máximo intercambio Colombia - Ecuador es de 160 MW para demanda máxima y 180 MW para demandas media y mínima, teniendo como contingencia crítica el disparo del otro circuito Jamondino – Pomasqui a 230 kV o la contingencia en una de las líneas San Bernardino – Jamondino.

2.5.3.1.4. Red del sistema colombiano con restricción en la conexión a 220 kV entre San Bernardino y el resto del sistema

Cuando se presenta indisponibilidad de alguno de los circuitos que llegan a San Bernardino 220 kV desde el sistema central colombiano, como son Betania – San Bernardino 1 y 2, Páez – San Bernardino o Yumbo - San Bernardino, las

transferencias de potencia de Colombia a Ecuador, se ven limitadas a 340 MW en el corte formado por las líneas a 220 kV mencionadas que estén en servicio.

Considerando la limitación de este corte en 340 MW, las máximas exportaciones de Colombia a Ecuador son para día ordinario 50 MW en demanda máxima, 150 en demanda media y 200 MW en demanda mínima y para día festivo 80 MW en demanda máxima, 160 en demanda media y 200 MW en demanda mínima.

2.5.3.1.5. Red del sistema colombiano con indisponibilidad de un circuito San Bernardino – Jamondino y el circuito Popayán - Río Mayo

Las transferencias de potencia de Colombia a Ecuador, se ven limitadas en estado estable por las transferencias en el corte San Bernardino - Jamondino de 200 MW, ya que ante su apertura, los sistemas quedan separados y la demanda de Nariño queda atendida desde Ecuador.

Considerando la limitación de este corte en 200 MW, las máximas exportaciones de Colombia a Ecuador son para día ordinario 60 MW en demanda máxima y 80 MW en demandas media y mínima y para día festivo son 60 MW durante todos los periodos.

2.5.3.1.6. Red del sistema ecuatoriano con indisponibilidad de dos circuitos Santa Rosa-Pomasqui

El máximo intercambio Colombia - Ecuador es de 160 MW para demanda máxima y 170 MW para demandas media y mínima, teniendo como contingencia crítica el disparo de la línea Pomasqui (Transelectric)-S/E 19(EEQ).

2.5.3.1.7. Red del sistema ecuatoriano con indisponibilidad de un circuito Santa Rosa-Pomasqui

El máximo intercambio Colombia - Ecuador es de 180 MW para demanda máxima y 220 MW para demandas media y mínima, teniendo como contingencia crítica el disparo del otro circuito Santa Rosa – Pomasqui de 230 kV.

2.5.3.2. Transferencia Ecuador - Colombia

Las transferencias Ecuador – Colombia están limitadas principalmente por la falla y posterior salida de un circuito Santa Rosa – Totoras y por la disponibilidad de los compensadores de Santa Rosa - Termopichincha.

2.5.3.2.1. Red completa del sistema ecuatoriano con tres y dos compensadores sincrónicos de Santa Rosa

Para demandas máxima y media, considerando en operación los tres compensadores de Santa Rosa, las potencias a transferir serán del orden de los 160 MW. Si se tiene disponibles dos compensadores de Santa Rosa, la potencia a transferir será de 140 MW. Para demanda mínima, considerando en operación tres y dos compensadores de Santa Rosa, las potencias a transferir serán del orden de los 180 MW.

2.5.3.2.2. Red actual del sistema ecuatoriano con indisponibilidad de un circuito Jamondino - Pomasqui a 230 kV

El máximo intercambio Ecuador - Colombia es 95 MW para demandas máxima y media y 110 MW para demanda mínima, teniendo como contingencia crítica el disparo de línea Santa Rosa – Totoras 230 kV.

2.5.3.2.3. Red del sistema colombiano con indisponibilidad de los dos circuitos a 230 kV San Bernardino – Jamondino

Para esta condición topológica, la demanda de Nariño queda atendida desde Ecuador, por lo tanto, las transferencias de potencia de Ecuador a Colombia serán únicamente las requeridas para alimentar radialmente la carga de Nariño.

2.5.3.2.4. Red actual del sistema ecuatoriano sin Agoyán (75 MW)

La indisponibilidad de una unidad de la Central Agoyán de 75 MW hará que las exportaciones se limitan a 100 MW y 140 MW para demanda máxima, de 140 y 160 MW para demanda media y mínima, para día de trabajo y día feriado respectivamente.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE

3.1. PREDESPACHO DE GENERACIÓN PARA EL 1 DE MARZO DE 2003

3.1.1. DESPACHO HORARIO (PROGAMACIÓN DIARIA - PREDESPACHO)

El Despacho Horario es el proceso mediante el cual se obtiene, para un período de 24 horas, el programa horario de generación de los recursos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) despachados centralmente; y, de las transferencias por las interconexiones internacionales [8].

El Despacho Horario se fundamenta en el criterio de operación a mínimo costo total de producción, en la barra de mercado.

El CENACE tiene a su cargo la responsabilidad de efectuar el cálculo del despacho horario de generación e informarlo a los agentes del MEM, esto es conocido como el Despacho Económico Diario Programado o Predespacho. El cual debe considerar las restricciones técnicas y eléctricas de las unidades térmicas, centrales hidráulicas de generación, restricciones de la red de transmisión; y, la asignación de las reservas de generación de acuerdo a los márgenes de calidad y confiabilidad establecidos.

3.1.2. DESPACHO ECONÓMICO DIARIO PROGRAMADO PARA EL 1 DE MARZO DE 2003

Para cada una de las horas del día sábado 1 de marzo de 2003, el CENACE calculó el programa horario de generación de tal forma que se estimó cubrir la demanda esperada para aquel día con los recursos de generación disponibles más económicos y tomando en consideración que aquel sábado estaba dentro de un feriado [12].

El Despacho Económico Diario Programado para el 1 de marzo del 2003 se encuentra en el Anexo B.

3.2. PROGRAMACIÓN DE TRANSFERENCIA POR LA INTERCONEXIÓN

Junto con el predespacho de generación también se elaboró la programación horaria de transferencia de potencia por la interconexión con Colombia a 230 kV. Esta programación horaria se muestra en la Tabla 3.1 [12].

Tabla 3.1 Programación de Transferencia por la Interconexión

HORA	TRANSFERENCIA INTERCONEXIÓN (MW)
0 - 1	250,0
1 - 2	250,0
2 - 3	250,0
3 - 4	250,0
4 - 5	250,0
5 - 6	250,0
6 - 7	250,0
7 - 8	250,0
8 - 9	250,0
9 - 10	250,0
10 - 11	250,0
11 - 12	250,0
12 - 13	250,0
13 - 14	250,0
14 - 15	250,0
15 - 16	250,0
16 - 17	250,0
17 - 18	200,0
18 - 19	200,0
19 - 20	200,0
20 - 21	200,0
21 - 22	200,0
22 - 23	250,0
23 - 24	250,0

3.3. DESPACHO REAL DE GENERACIÓN PARA PRE – FALLA

Previo a la falla, el S.N.I. se encontraba con todos sus elementos disponibles y con la siguiente generación [13]:

Tabla 3.2. Generación real previa a la falla

AGENTE	CENTRAL	POTENCIA (MW)
HIDROPAUTE	Paute	126,0
HIDROAGOYÁN	Agoyán	145,8
HIDROAGOYÁN	Pucará	34,2
HIDRONACIÓN	Daule Peripa	113,0
EMAAP-Q	El Carmen	12,3
ELECTROGUAYAS	Gonzalo Zevallos	51,0
ELECTROGUAYAS	Trinitaria	127,8
TERMOESMERALDAS	Esmeraldas	123,1
MACHALA POWER	Machala Power	65,0
TERMOPICHINCHA	Santa Rosa	4,0
TERMOPICHINCHA	Guangopolo	5,1
ELECTROECUADOR	Aníbal Santos	15,0
ELECTROECUADOR	Guayaquil	8,0
EEQSA	Cumbayá	18,0
EEQSA	Nayón	17,0
EEQSA	Guangopolo	10,0
EEQSA	Pasochoa	2,3
EEQSA	Los Chillos	1,8
ELECAUSTRO	Saucay	12,0
ELECAUSTRO	Saymirin	7,0
ELECAUSTRO	El Descanso	12,6
EMELNORTE	Ambi	3,0
EMELNORTE	San Miguel	2,2
E.E.R.SUR	Carlos Mora	2,4
ELEPCOSA	Illuchi 1 e Illuchi 2	6,4
EMELBO	Chimbo	1,2
EEASA	Península	2,28
E.E.RIOBAMBA	Alao y Río Blanco	11,4
INTERCONEXIÓN		236,3
TOTAL		**1176,18**

3.4. CARGA PARA CONDICIONES DE PRE – FALLA

El resumen de las cargas por barra, correspondientes a las empresas de distribución y a los grandes consumidores conectados a las 9:41 del 1 de marzo de 2003 se muestra en la tabla 3.3 [14].

Tabla 3.3. Carga acumulada por barra previa a la falla

BARRA	NOMBRE	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAr)
5	Cuenca (69 kV)	67,00	18,20
15	Loja (69 kV)	16,71	5,49
17	Milagro (69 kV)	43,03	13,40
20	Babahoyo (69 kV)	21,11	6,70
22	Machala (69 kV)	43,83	13,20
27	Pascuales (69 kV)	107,87	33,40
28	Sta. Elena (69 kV)	24,32	7,13
30	Posorja (69 kV)	8,01	2,60
31	Electroecuador (69 kV)	161,92	49,22
38	Trinitaria (69 kV)	50,54	17,30
43	Policentro (69 kV)	71,05	23,35
46	Quevedo (69 kV)	11,21	3,68
48	Portoviejo (69 kV)	59,24	19,47
51	Sto. Domingo (69 kV)	22,72	7,47
54	Esmeraldas (69 kV)	27,62	9,08
56	S/E 19 (46 kV)	45,93	15,05
59	Sta. Rosa (46 kV)	87,86	28,96
60	Movil (69 kV)	6,70	2,20
63	S. Alegre (46 kV)	65,85	19,56
69	E. Espejo (23 kV)	15,31	5,03
70	Vicentina (46 kV)	69,75	22,93
75	Mulalo (69 kV)	14,51	4,77
77	Ibarra (69 kV)	13,61	4,47
79	Emelnorte (34.5 kV)	9,11	2,99
83	Totoras (69 kV)	27,12	5,91
87	Riobamba (69 kV)	17,25	2,40
90	Ambato (69 kV)	13,11	4,31
92	Tulcán (69 kV)	5,90	1,94
96	Chone (69 kV)	15,51	5,10
112	Guaranda (69 kV)	4,34	0,70
TOTAL		**1148,04**	**356,01**

3.5. FLUJOS DE POTENCIA PARA CONDICIONES DE PRE – FALLA

3.5.1. FLUJO DE POTENCIA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

El problema de flujos de potencia convencional puede definirse como el cálculo de voltajes nodales y posteriormente, el de flujos de potencia a través de cada elemento de la red de transmisión, para valores conocidos de generación y carga nodales en MW y MVAr, en un instante de tiempo específico [15].

La solución del problema puede o no estar sujeta a restricciones de red, tales como límites de generación de potencia activa y reactiva (dados por las curvas de capabilidad de los generadores), magnitud de voltajes complejos nodales ($0,95 \leq V_p \leq 1,05$), así como flujos en elementos (límites de capacidad de transformadores y de cargabilidad de líneas), entre otras; sin embargo, un flujo de potencia adecuado en la operación real de un sistema eléctrico debe cumplir con todas las condiciones que demande el sistema.

3.5.2. MODELACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA

En un sistema eléctrico de potencia existen diversos componentes cuyo conocimiento, tanto en su modelo como sus características de operación y control, es necesario para poder resolver el flujo de potencia. La máquina sincrónica (generadores), líneas de transmisión, transformadores eléctricos trifásicos y monofásicos, cargas, y el equipo de compensación son componentes cuya modelación debe ser rigurosa con el objeto de que los análisis o estudios que de ellos se hagan sean lo más representativo y exacto posible. La obtención de los parámetros o constantes como la resistencia, conductancia, inductancia y capacitancia se considera fundamental para el desarrollo de los modelos trifásicos y sus equivalentes monofásicos.

3.5.2.1. Modelo Trifásico y de Componentes Simétricas [15]

Los sistemas eléctricos de potencia son redes trifásicas que en estado estable mantienen una completa simetría o balance de fases. Así, las impedancias son las mismas en las tres fases de cada uno de los elementos que conforman el sistema; y, los voltajes y corrientes están caracterizados por una completa simetría de las tres fases; éstos son de igual magnitud en cada fase y desfasados 120° y 240° en el tiempo.

Con estas consideraciones, el sistema eléctrico de potencia se analiza a través de modelos matriciales para con ellos representar los parámetros de cada una de las tres fases con sus respectivos efectos mutuos. Así pues, en el *marco de referencia de circuitos trifásicos*, el modelo matricial que relaciona voltajes y corrientes es:

$$\bar{V}_{abc} = \bar{Z}_{abc}\,\bar{I}_{abc} \tag{3.1}$$

Donde: $\bar{V}_{abc}$ = matriz de voltajes de fase
$\bar{Z}_{abc}$ = matriz de impedancias
$\bar{I}_{abc}$ = matriz de corrientes de fase

Debido a la gran cantidad de elementos que conforman un SEP y a la complejidad de la solución del flujo de potencia con un análisis matricial se ha desarrollado una transformación lineal, definida desde un punto de vista práctico, en función de fasores. Esta es la transformación a *componentes simétricas.*

Una transformación lineal permite trasladar un conjunto de ecuaciones definido en un marco de referencia a otro. Así, el modelo matricial que relaciona voltajes y corrientes definido en el marco de referencia de circuitos trifásicos puede trasladarse al *marco de referencia de las componentes simétricas*, aplicando la transformación lineal siguiente:

$$\bar{V}_{abc} = T_s \bar{V}_{012} = \bar{Z}_{abc}\,\bar{I}_{abc} = \bar{Z}_{abc}\,T_s\,\bar{I}_{012} \tag{3.2}$$

$$\bar{I}_{abc} = T_s \bar{I}_{012} \tag{3.3}$$

$$\bar{Z}_{012} = T_s^{-1} \bar{Z}_{abc} T_s \tag{3.4}$$

$$\bar{V}_{012} = \bar{Z}_{012} \bar{I}_{012} \tag{3.5}$$

Siendo en estas relaciones:

$\bar{V}_{012}$ = voltajes de componentes simétricas

$\bar{Z}_{012}$ = impedancias de componentes simétricas

$\bar{I}_{012}$ = corrientes de componentes simétricas

En donde T_s *es la* matriz de transformación que permite pasar de un marco de referencia a otro, de modo que se obtiene ventaja con respecto al marco de referencia original, en cuestión de conceptos y de simplificación de la resolución de problemas de redes eléctricas.

Para el modelo trifásico perfectamente balanceado, se define la matriz de transformación lineal:

$$T_s = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \tag{3.6}$$

donde a = $1\angle 120^o$

Con esta transformación lineal se consigue llevar un sistema trifásico (abc) a tres sistemas lineales llamados de componentes simétricas y que corresponden a las *secuencias positiva, negativa* y *cero.*

Los componentes de *secuencia positiva* representan la parte activa de la red, mientras que la *secuencia negativa* aparece cuando existen desequilibrios en el sistema y la *secuencia cero* cuando los desequilibrios provocan flujos de corriente por cables de guardia, neutros y tierras.

Como en flujos de potencia se consideran redes completamente balanceadas, el único sistema activo es el de *secuencia positiva.*

3.5.2.2. Modelo de Líneas de Transmisión

Debido a que las líneas de transmisión del S.N.T. son de 138 kV y 230 kV y presentan longitudes máximas de 154 km y 200 km, respectivamente, éstas deben ser consideradas como *Líneas Medias* ya que "las líneas con longitudes comprendidas entre 60 km y 250 km y voltajes comprendidos entre 40 kV y 220 kV, aproximadamente" [16] son líneas de transmisión de longitud media.

En una línea de longitud media no se puede, en general, despreciar la capacitancia al neutro de los conductores sin cometer un error excesivo, pero se tiene una buena aproximación si se representa a la línea mediante un circuito equivalente monofásico, en el que la capacitancia al neutro de una fase se considere concentrada en uno o dos puntos. En el primer caso, se considera la mitad de la capacitancia concentrada en cada extremo de la línea y en el centro la impedancia en serie (a este modelo se lo llama *Circuito Equivalente*π); mientras que en segundo caso, se considera toda la capacitancia al neutro de una fase de la línea concentrada en el centro de la línea mientras que a un lado y al otro de esta capacitancia se considera la mitad de la impedancia en serie (a este modelo se lo llama *Circuito Equivalente* π).

A pesar de la existencia de los dos modelos para representar a una línea de transmisión media, la experiencia ha dado como resultado que mayor exactitud ofrece la representación mediante el primer modelo citado; por este motivo, el modelo más adecuado para la simulación de las líneas de transmisión del S.N.I. es el *Circuito Equivalente*π.

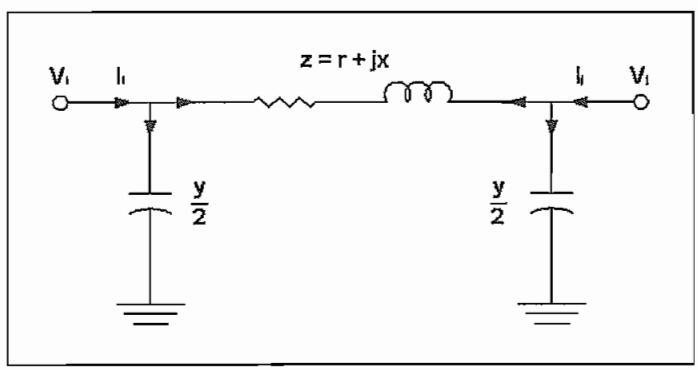


Figura 3.1. Modelo π de una línea de transmisión

3.5.2.3. Modelo de Transformadores

En los transformadores de potencia generalmente x >> r por lo que se puede despreciar la resistencia sin cometer errores excesivos. Además, dichos transformadores tienen cambiadores de taps los que se usan para mantener el voltaje secundario constante con voltaje primario variable o para controlar el voltaje secundario con un voltaje primario fijo o simplemente regular el voltaje hasta cumplir con las condiciones del sistema, mediante la variación del flujo de potencia reactiva [17].

Como la variación de los taps provoca un cambio en el flujo de la potencia reactiva, su efecto también debe ser modelado, por esto los transformadores de potencia, al igual que las líneas tienen un modelo equivalente π en el que además de la impedancia del transformador se incluye el efecto de la posición de los taps (ya sea que estén en el secundario o en el primario del transformador).

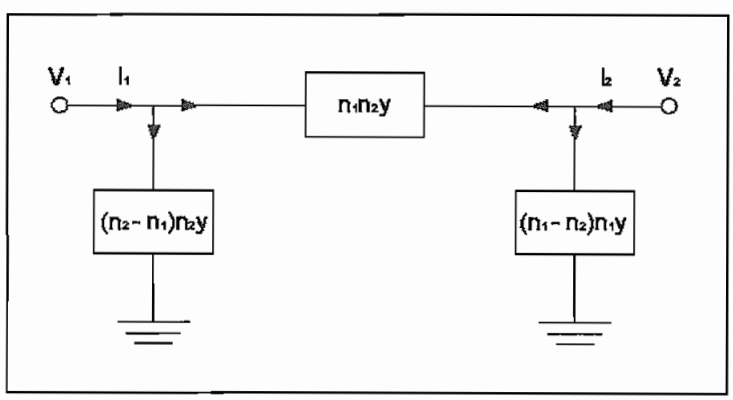


Figura 3.2. Modelo π de un transformador con taps

3.5.2.4. Modelo de Generadores

Los generadores que forman parte del S.N.I. son máquinas sincrónicas y para estudios en estado estacionario, estas máquinas pueden modelarse considerándolas ideales, esto es, suponiendo que la corriente de campo es constante [15].

Existen dos tipos de máquinas sincrónicas, las de rotor cilíndrico (de alta velocidad, modelo apropiado para generadores térmicos) y las de polos salientes (de baja velocidad, modelo apropiado para generadores hidráulicos) [18].

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva de generadores sincrónicos de rotor cilíndrico son:

$$P = \frac{VE_f}{Xd} sen(\delta) \tag{3.7}$$

$$Q = \frac{VE_f}{Xd} cos(\delta) - \frac{V^2}{Xd} \tag{3.8}$$

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva de generadores sincrónicos de polos salientes son:

$$P = \frac{VE_f}{Xd} sen(\delta) + \frac{V^2}{2XdXq}(Xd - Xq) sen(2\delta) \tag{3.9}$$

$$Q = \frac{VE_f}{Xd} cos(\delta) - \frac{V^2}{2XdXq}(Xd - Xq) + \frac{V^2}{2XdXq}(Xd - Xq) cos(2\delta) \tag{3.10}$$

Siendo en estas relaciones:

V = voltaje a los terminales del generador
E_f = voltaje inducido por corriente de excitación
δ = ángulo de potencia
Xd = reactancia de eje directo
Xq = reactancia de eje en cuadratura

Además, las potencias activa y reactiva de un generador sincrónico están limitadas por la curva de cargabilidad, la cual debe ser considerada en la solución del flujo de potencia.

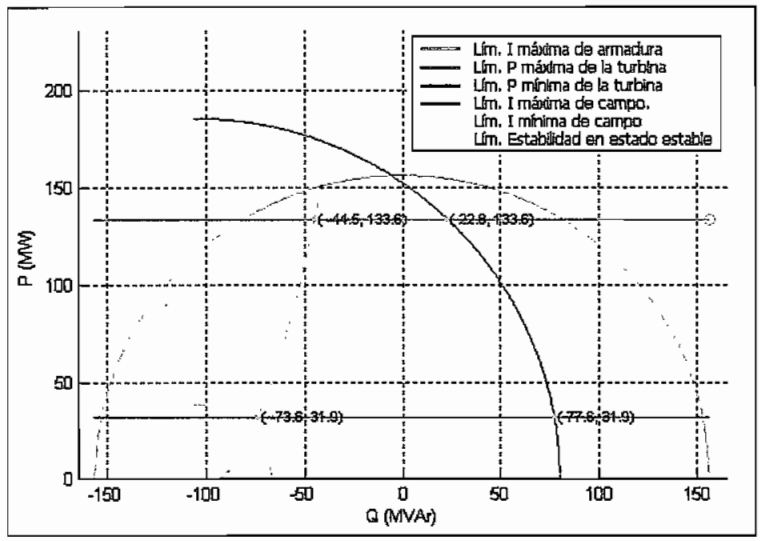


Figura 3.3. Curva de Cargabilidad del Generador Trinitaria

3.5.2.5. Modelo de Cargas

Las cargas comúnmente están dispersas a través de los sistemas de distribución, de modo que un modelado estricto de estos componentes requiere de modelar la red de distribución, además de considerar su naturaleza aleatoria para conectarse y desconectarse del sistema y que pueden ser monofásicas o trifásicas. Esto sin duda, haría más difícil el análisis de los sistemas eléctricos. Para evitar esta situación, se ha optado por modelar las cargas suponiendo que se concentran en el nodo ya sea de alto o de bajo voltaje en la subestación del sistema de distribución.

Además, para sistemas eléctricos de potencia la carga puede ser modelada de acuerdo al tipo de estudio que se desea analizar; así, para el caso de flujos de potencia se considera el modelo de *Potencia Constante*, en el cual la carga permanece constante independientemente de la variación del voltaje y frecuencia.

3.5.2.6. Modelo de Compensadores

Los elementos de compensación son necesarios para la adecuada operación de sistemas eléctricos de potencia. Estos pueden clasificarse de diversas maneras, de acuerdo a su principio de funcionamiento, propósito y la forma en que se

conectan al sistema, pudiendo ser ajustables o fijos, para controlar voltaje y potencia reactiva o potencia activa, o bien conectados en derivación o en serie, respectivamente. Normalmente, están relacionados con la operación de sistemas eléctricos con redes de transmisión muy limitadas en cuanto a regulación de voltaje y transferencias de potencia activa.

El S.N.I. dispone de compensadores en derivación siendo estos tanto reactores como capacitores y pueden ser modelados como cargas de Impedancia Constante, las cuales varían la potencia (en este caso reactiva) en función de la variación del voltaje.

$$Y_n = \frac{Q_n}{V_n^{\,2}} \tag{3.11}$$

$$Q = V^2 Y_n = Q_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 \tag{3.12}$$

Donde: Y_n = admitancia nominal del compensador
V_n = voltaje nominal del sistema
Q_n = potencia reactiva nominal del compensador
V = voltaje de barra
Q = potencia reactiva efectiva del compensador

3.5.3. SOLUCIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA

La solución del flujo de potencia requiere resolver sistemas de ecuaciones no lineales en las que el número de ecuaciones dependen del número de nodos que conformen el sistema.

El planteamiento analítico del flujo de potencia requiere de cuatro variables en cada barra del sistema, la potencia activa neta inyectada, la potencia reactiva neta inyectada, la magnitud de voltaje y el ángulo de voltaje (estas son las variables de estado). Únicamente dos de estas variables pueden ser definidas como datos del flujo en cada barra del sistema [19].

Existen diferentes tipos de barras dependiendo de las variables que son definidas, estas barras se describen a continuación:

Barra de carga.- También llama de voltaje no controlado o barra P-Q. En esta barra se puede definir la potencia inyectada (activa y reactiva). En el sistema físico corresponde a un centro de carga o a un generador de poca capacidad que no es capaz de fijar por sí solo el voltaje de la barra (en este caso la potencia inyectada es de signo contrario al de una barra de carga).

Barra de generación.- Conocida como de voltaje controlado o barra P-V. Es aquella en la que se especifica la potencia activa neta inyectada y el voltaje que puede mantener la barra mediante el soporte de la potencia reactiva generada.

Barra oscilante.- Es la barra de generación que sirve de referencia al sistema en la que se debe especificar el voltaje y el ángulo. En la barra oscilante no se fija el valor de la potencia activa inyectada puesto que no pueden conocerse de antemano las pérdidas del sistema y por tanto se requiere de un generador (el oscilante) que cubra esta potencia.

Cualquiera sea el tipo de barra, en un sistema de potencia se cumplen las siguientes relaciones:

$$P_i = \sum_{j=1}^{n} V_i V_j \left(G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij} \right) \tag{3.13}$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^{n} V_i V_j \left(G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij} \right) \tag{3.14}$$

Donde:
- P_i = potencia activa neta inyectada al nodo i
- Q_i = potencia reactiva neta inyectada al nodo i
- V_i = voltaje en el nodo i
- V_j = voltaje en el nodo j
- G_{ij} = conductancia entre los nodos i – j
- B_{ij} = susceptancia entre los nodos i – j

Los valores de la conductancia y la susceptancia entre los nodos i – j se obtienen de la matriz de admitancias de barra Y_B que representa las admitancias propias y mutuas de todos los elementos de la red.

La solución del flujo consiste en resolver las ecuaciones no lineales de P_i y Q_i que representan las potencias activa y reactiva inyectadas a cada uno de los nodos del sistema. Las variables especificadas y las incógnitas a encontrar son diferentes dependiendo del tipo de barra y se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Variables de las barras del sistema

TIPO DE BARRA	DATOS	INCÓGNITAS
Oscilante	V, θ	P, Q
Carga	P, Q	V, θ
Generación	P, V	Q, θ

Una vez determinadas las cuatro variables de estado en todas las barras del sistema, es necesario establecer los flujos de potencia y las pérdidas en cada uno de los elementos (variables dependientes).

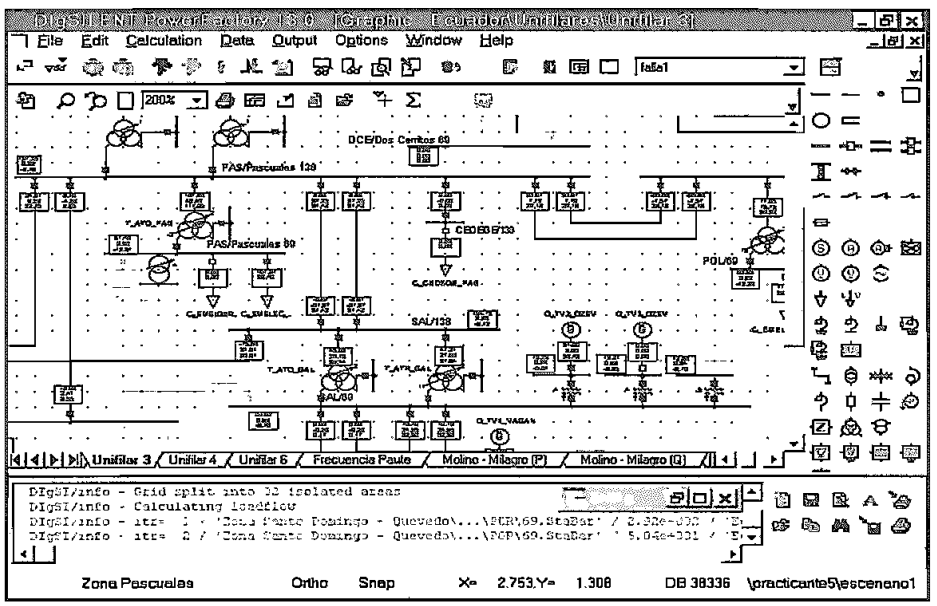
El flujo de potencia se considera aceptable cuando los resultados, de las variables de estado y dependientes, están dentro de rangos normales; de no obtenerse esta condición, deben efectuarse ajustes de las variables de control (potencias o voltajes de generación, posición de taps, entre otras) hasta encontrar la solución deseada para las condiciones preestablecidas de carga y topología, llamadas variables independientes.

3.5.4. FLUJOS DE POTENCIA DE PRE-FALLA OBTENIDOS CON EL PROGRAMA POWER FACTORY

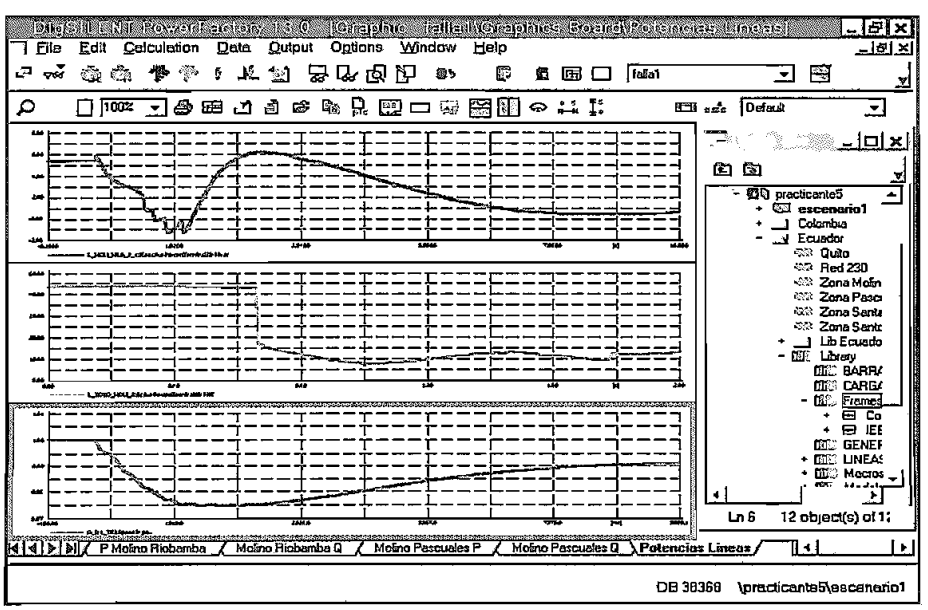
3.5.4.1. Descripción del Programa Power Factory

La solución del flujo de potencia es un problema bastante complejo debido a la enorme cantidad de elementos que constituyen el SEP, por esto se han desarrollado una serie de métodos de solución, los cuales se aplican en una

variedad de problemas en grandes redes y que están asociados a la planeación, operación y control de sistemas eléctricos de potencia y distribución, donde los flujos de potencia se resuelven para diferentes casos. Sin embargo, la aplicación de estos métodos aún continúa siendo muy compleja por lo que se han desarrollado softwares destinados al análisis de sistemas eléctricos de potencia y que facilitan el estudio de un SEP.



(a)



(b)

Figura 3.4. Interfaces de Power Factory: (a) diagrama unifilar (b) gráficos de estabilidad y administrador de datos

El programa Power Factory de DigSilent es un software que permite analizar el comportamiento de un SEP y que brinda una gran cantidad de funciones para el efecto, tales como Flujos de potencia en Transmisión y Distribución, Despacho de potencia activa y reactiva, Cortocircuitos, Estabilidad, Transitorios Electromagnéticos, Funciones de protección, Protección de distancia, Análisis armónico, Confiabilidad y Lenguaje de Programación (DigSilent Programming Language -DPL-).

3.5.4.2. Simulación del Sistema para condiciones de Pre-falla

Utilizando el programa Power Factory se configuró el Sistema Nacional Interconectado con todas las condiciones de generación, carga y disponibilidad de elementos (líneas, transformadores y compensadores) en el momento previo a la falla; esto es, a las 9:41 del 1 de marzo de 2003.

Los diagramas unifilares con los resultados del flujo de potencia se pueden observar en el Anexo C.

A continuación se muestra el resumen de los flujos de potencia por las líneas de transmisión conectadas a la subestación Molino del S.N.I.

Tabla 3.5. Flujos de Potencia por L/T conectadas a la S/E Molino, Calculados

LÍNEA	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAr)
Molino – Milagro (2)	43,34	5,42
Molino – Totoras	-43,06	-4,73
Molino – Riobamba	-41,37	-4,80
Molino – Pascuales (2)	36,92	2,43
Molino – Cuenca (2)	25,38	-0,53

3.5.5. FLUJOS DE POTENCIA DE PRE - FALLA MEDIDOS EN TIEMPO REAL EN LA SUBESTACIÓN MOLINO

El sistema registrador de perturbaciones de potencia (PSSR) instalado en la subestación Molino obtuvo registros de los flujos de potencia por las líneas de transmisión conectadas a dicha subestación. Dichos registros se muestran en la tabla 3.6 [20].

Tabla 3.6. Flujos de Potencia por L/T conectadas a la S/E Molino, Medidos.

LÍNEA	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAr)
Molino – Milagro (2)	42,47	5,32
Molino – Totoras	-40,10	-5,36
Molino – Riobamba	-37,20	-5,20
Molino – Pascuales (2)	34,43	4,52
Molino – Cuenca (2)	26,52	-0,51

Al realizar una comparación entre los flujos de potencia calculados con la simulación y los medidos en tiempo real en la subestación Molino, se obtiene una diferencia de entre 2% y 10% en los flujos de potencia activa y entre 2% y 15% en los flujos de potencia reactiva, por lo cual indica que la simulación en estado estable fue bastante aproximada.

3.6. CAUSAS PRELIMINARES DE LA FALLA [13]

Del informe de fallas en el Sistema Nacional Interconectado e Interconexiones Internacionales presentado por el CENACE, se tiene la siguiente descripción del evento:

A las 09:39 se presentó una falla sostenida en la L/T Yumbo – San Bernardino, de 220 kV, en el Sistema Colombiano. Se despejó la falla con la apertura tripolar de esta línea. Como consecuencia de esta apertura se ocasionó la sobrecarga de la L/T Páez – San Bernardino, de 220 kV, y de la L/T Pance – Santander de 115 kV. Abrió primeramente la L/T Páez – San Bernardino y luego la L/T Pance – Santander, aislando del Sistema Colombiano a la zona sur occidental y al Sistema

Ecuatoriano. El Sistema Ecuatoriano alimentó transitoriamente (150 ms) a la zona sur occidental de Colombia con 170 MW, luego de lo cual se abrió la interconexión entre Jamondino y Pomasqui por actuación de la protección de separación de áreas por bajo voltaje.

En el Sistema Colombiano, al momento de la falla, estuvo fuera de operación la línea de transmisión Ibagué - La Mesa, 220 kV, doble circuito, que constituye el otro enlace hacia la zona sur occidente.

En estas condiciones en el sistema ecuatoriano se presentaron variaciones de voltajes y baja frecuencia, originadas por la pérdida de generación del orden de los 420 MW por los 250 MW del flujo programado hacia Ecuador y 170 MW debido al suministro momentáneo al sur occidente de Colombia, por lo que actuaron cuatro pasos del Esquema de Alivio de Carga-EAC, logrando estabilizar la frecuencia del sistema alrededor de 58.5 Hz. Sin embargo, luego de cuatro segundos aproximadamente, el sistema colapsa ante la salida de las centrales de generación.

El colapso del S.N.I. inició con la falla de la línea Yumbo – San Bernardino y la consecutiva apertura de la línea de interconexión Jamondino – Pomasqui. Sin embargo, luego de la apertura debía actuar el esquema de separación de áreas y cada sistema tenía que mantenerse por sí solo, por lo que no se puede culpar del colapso a la falla de la línea del sur de Colombia.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DINÁMICO DURANTE LA FALLA

4.1. DEFINICIÓN Y CLASIFICASIÓN DE ESTABILIDAD [21]

4.1.1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad de sistemas de potencia ha sido reconocida como un problema importante para la seguridad de la operación de los sistemas eléctricos de potencia desde hace muchos años. La mayoría de colapsos (*black-outs*) causados por la estabilidad del sistema de potencia han demostrado la importancia de este fenómeno. La inestabilidad transitoria ha sido el problema de estabilidad dominante en la mayoría de sistemas, sin embargo, el incremento de interconexiones, uso de nuevas tecnologías y sistemas de control, y la creciente operación en condiciones de alto riesgo de los sistemas eléctricos de potencia, ha provocado el aparecimiento de nuevos tipos de inestabilidad. Entre estas: estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y oscilaciones entre áreas.

4.1.2. IMPORTANCIA DE LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD

Los estudios de estabilidad se encargan de investigar la respuesta que tienen los sistemas de potencia al enfrentarse a diferentes tipos de perturbaciones y son importantes desde el punto de vista de planificación y operación, pues los resultados que se obtengan permitirán tomar las acciones debidas para evitar que el sistema opere en condiciones de desequilibrio luego de ocurrir una contingencia y que eventualmente pueden conducir a un colapso total o parcial del sistema, causando pérdidas económicas considerables.

Colapso Parcial.- Suspensión del servicio eléctrico debido a falla o contingencia que afecta a un área o región del sistema de potencia.

Colapso Total.- Pérdida de estabilidad del sistema debido a falla o contingencia severa que causa la suspensión del servicio eléctrico a todos los usuarios.

El análisis de estabilidad incluye la identificación de los principales factores que contribuyen a la inestabilidad y el desarrollo de procedimientos que permitan improvisar una operación estable del sistema luego de presentarse la perturbación.

4.1.3. DEFINICIÓN Y GENERALIDADES SOBRE ESTABILIDAD

La estabilidad de sistemas de potencia es la habilidad de un sistema eléctrico de potencia, para una condición inicial dada, de recobrar un estado operativo de equilibrio luego de haber sido sometido a una perturbación, o de mantener un estado aceptable de equilibrio en condiciones normales de operación.

El sistema de potencia es un sistema altamente no lineal el cual opera dentro de un ambiente que está variando constantemente; las cargas, la potencia de entrega de los generadores y los parámetros de operación cambian continuamente. La estabilidad del sistema depende de la condición de operación inicial así como de la naturaleza de la perturbación.

Los sistemas de potencia están sujetos a una amplia gama de perturbaciones pequeñas y grandes. Las perturbaciones pequeñas ocurren continuamente y el sistema debe tener la capacidad de ajustarse a las nuevas condiciones y operar satisfactoriamente. También debe ser capaz de sobreponerse a numerosas perturbaciones de naturaleza severa, como un corto circuito en una línea de transmisión o pérdida de un generador grande.

4.1.4. CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Un sistema de potencia moderno típico es un proceso multivariable de alto orden, cuya respuesta dinámica está influenciada por una amplia serie de dispositivos

con características y respuestas diferentes. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas contrarias, la cual depende de la topología de la red, la condición de operación del sistema y el tipo de perturbación, lo cual ha dado paso al aparecimiento de diferentes tipos de estabilidad.

Pese a que la estabilidad de un sistema de potencia representa un solo problema, no puede ser tratado como tal, puesto que las distintas formas de inestabilidad que pueden presentarse, tienen comportamiento diferente y deben ser analizadas independientemente, razón por la cual es necesaria una adecuada clasificación.

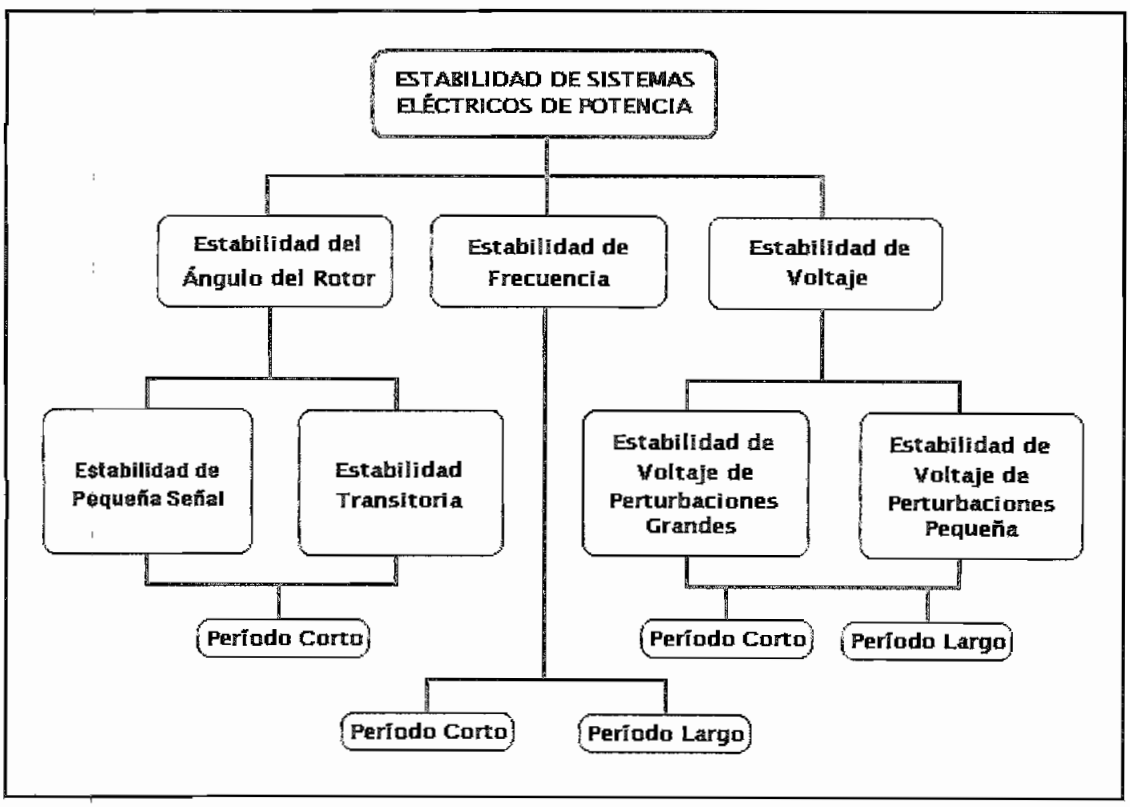


Figura 4.1. Clasificación de Estabilidad Sistemas Eléctricos de Potencia.

4.1.4.1. Estabilidad de Ángulo del Rotor

La estabilidad de ángulo del rotor se refiere a la habilidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia interconectado de permanecer en sincronismo después de estar sujetas a una perturbación. Depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y

el torque mecánico de cada máquina sincrónica en el sistema. La Inestabilidad que puede resultar ocurre en forma de crecientes oscilaciones angulares de algunos generadores que llevan a pérdida de sincronismo con otros generadores.

Si el sistema es perturbado, el equilibrio entre los torques es afectado y se produce aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas. La inestabilidad aparece cuando el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a estas diferencias de velocidades de los rotores. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema, o entre grupos de máquinas, con sincronismo mantenido dentro de cada grupo después de separarse los otros grupos.

El cambio en el torque electromagnético de una máquina sincrónica luego de una perturbación puede resolverse en dos componentes:

- *Componente sincronizante del torque*, en fase con la desviación del ángulo de rotor.
- *Componente de amortiguamiento del torque*, en fase con la desviación de velocidad.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de torque para cada una de las máquinas sincrónicas. La falta de suficiente torque sincronizante se manifiesta en inestabilidad no periódica o no oscilatoria, Por el contrario, la falta de torque de amortiguamiento causa inestabilidad oscilatoria.

4.1.4.2.1. Estabilidad de Pequeña Señal

La *estabilidad de pequeña señal* se preocupa por la habilidad del sistema de potencia de mantener sincronismo bajo perturbaciones pequeñas. Se considera que las perturbaciones son suficientemente pequeñas que permiten la linealización de las ecuaciones del sistema para los propósitos de análisis. La inestabilidad que puede resultar puede ser de dos formas:

- El aumento en ángulo del rotor a través de forma no oscilatoria o no periódica debido a la falta de *torque sincronizante*, o
- las oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la *falta de* suficiente *torque de amortiguamiento*.

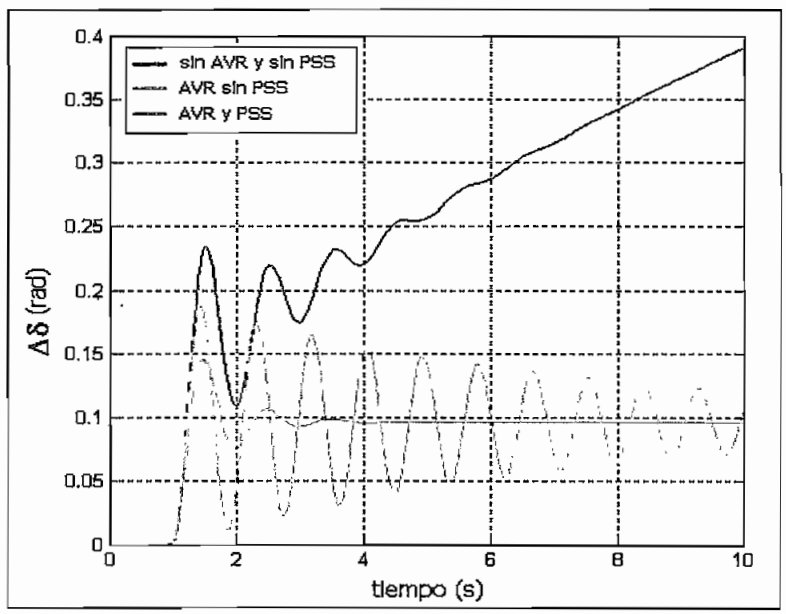


Figura 4.2. Comportamiento del ángulo del rotor frente a una pequeña variación en el torque mecánico.

En los sistemas de potencia de hoy, el problema de estabilidad de pequeña señal está normalmente asociado con insuficiente amortiguamiento de las oscilaciones. El problema de inestabilidad no periódica ha sido principalmente eliminado por uso de reguladores de voltaje de acción continua en los generadores; sin embargo, este problema todavía puede ocurrir cuando los generadores operan con excitación constante.

Estos problemas de estabilidad pueden ser de naturaleza local o global.

4.1.4.2.2. Problemas Locales

Involucran una parte pequeña del sistema de potencia, y están normalmente asociados con oscilaciones del ángulo de una sola central de generación frente al resto del sistema de potencia. Tales oscilaciones son conocidas como las

oscilaciones de modo de planta locales. La estabilidad (amortiguamiento) de estas oscilaciones depende de la fortaleza del sistema de transmisión, como también de la central de generación, sistemas de control de excitación de los generadores y potencia de entrega de la central.

4.1.4.2.3. Problemas Globales

Los problemas globales son causados por interacciones entre grupos grandes de generadores y tienen efectos extendidos. Ellos involucran oscilaciones de un grupo de generadores de un área moviéndose en contra de un grupo de generadores en otra área. Se llaman tales oscilaciones las *oscilaciones de modo interárea.* Sus características son muy complejas y difieren significativamente de aquéllos oscilaciones de modo de planta locales. Las características de la carga, en particular, tienen un efecto considerable en la estabilidad de modos interárea.

El período de tiempo de interés en estudios de estabilidad de pequeña señal está en el orden de 10 a 20 segundos luego de la perturbación.

4.1.4.2.4. Estabilidad Transitoria

La estabilidad transitoria se preocupa por la habilidad del sistema de potencia de mantener sincronismo cuando está sujetó a una perturbación severa, como un corto circuito en una línea de la transmisión o la salida de una central de generación grande. La respuesta del sistema involucra grandes variaciones de los ángulos del rotor de los generadores, influenciadas por la relación no lineal potencia-ángulo.

La estabilidad transitoria depende del estado de operación inicial del sistema y de la severidad de la perturbación. La inestabilidad normalmente se manifiesta en forma de separación angular no periódica debido a insuficiente *torque sincronizante.*

El período de tiempo de interés en estudios de estabilidad transitoria normalmente es 3 a 5 segundos luego de ocurrir la perturbación. Puede extenderse de 10 a 20 segundos para sistemas muy grandes con oscilaciones interárea dominantes

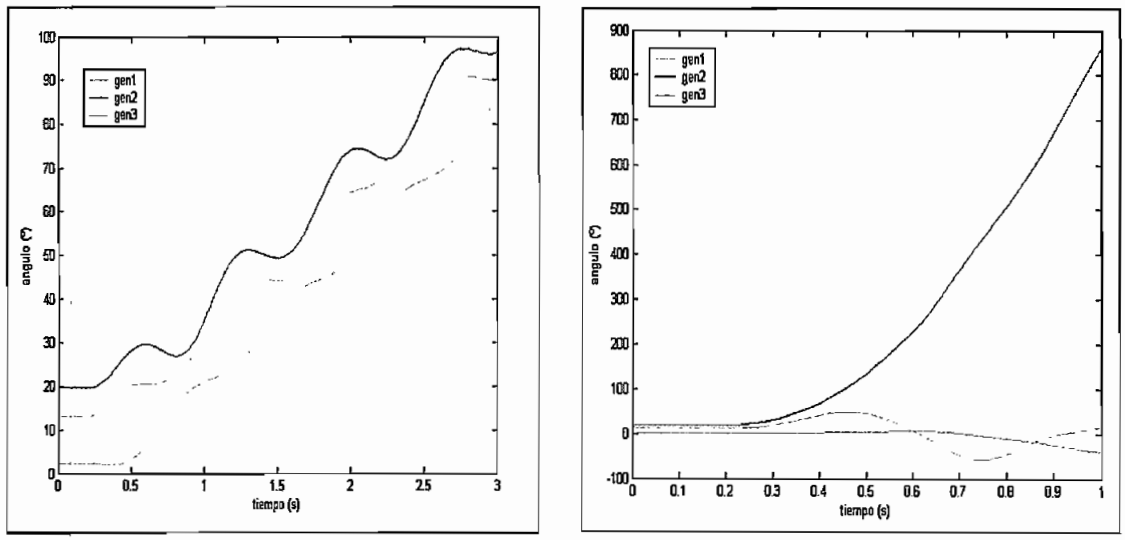


Figura 4.3. Comportamiento de los ángulos del rotor en un sistema con 3 generadores, luego de presentarse una falla: a) monofásica en una de las líneas, b) trifásica en una barra de generación.

4.1.4.2. Estabilidad de Voltaje

La Estabilidad de voltaje se refiere a la habilidad de un sistema de potencia de mantener voltajes estables en todas las barras del sistema luego de someterse a una perturbación. Depende de la habilidad de mantener o recuperar el equilibrio entre la demanda de carga y suministro de potencia del sistema de generación. La inestabilidad que puede resultar se presenta en forma de una progresiva caída o crecimiento de los voltajes de algunas barras.

Un posible resultado de la inestabilidad de voltaje es pérdida de carga en un área, o apertura de las líneas de transmisión y otros elementos debido a la actuación de sus protecciones. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede darse debido a condiciones de operación que violan el límite de corriente de campo.

La sucesión de eventos que acompañan a la inestabilidad de voltaje lleva a un *blackout* o a voltajes anormalmente bajos en una parte significativa del sistema de potencia, problema conocido como *colapso de voltaje.*

4.1.4.3.1. Causas de la Inestabilidad de Voltaje

La inestabilidad de voltaje se debe normalmente a las cargas; en respuesta a la perturbación, la potencia consumida por las cargas tiende a ser recuperada por la acción de ajustes del deslizamiento de motores, reguladores de voltaje de distribución, cambiadores de tap de transformadores y termostatos. *La inestabilidad de voltaje ocurre cuando la carga dinámica intenta restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada*

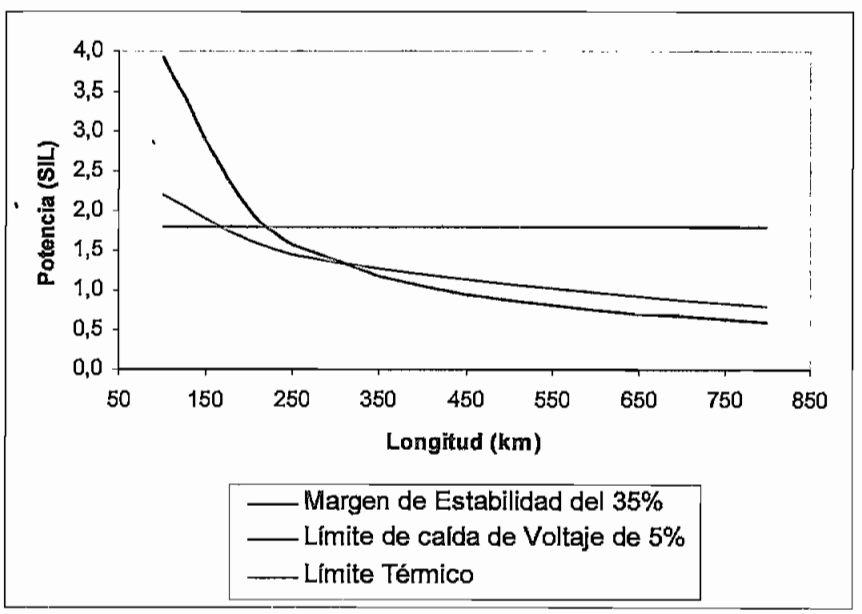


Figura 4.4. Límites de cargabilidad de Líneas de Transmisión

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad de voltaje es la caída de voltaje en las reactancias inductivas de la red de transmisión, lo cual limita la *cargabilidad de las líneas de transmisión* para transferir potencia y mantener el voltaje, vea la figura 4.4. La estabilidad de voltaje esta amenazada cuando una

perturbación incrementa la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad sustentable de los recursos de potencias reactivas disponibles.

Mientras la mayoría de las formas de inestabilidad de voltaje es la caída progresiva de voltajes de barra, el riesgo de inestabilidad de sobrevoltaje también existe. Es causado por la conducta capacitiva de la red (líneas de operación operando por debajo de la demanda de impedancia de carga) así como también por los límites de subexcitación de los generadores y/o los compensadores sincrónicos que absorber el exceso de potencia reactiva.

También pueden experimentarse problemas de estabilidad de voltaje a los terminales de conexiones HVDC (*High Voltage Direct Current*) usadas para largas distancias o aplicaciones *back to back*. Las conexiones HVDC están relacionadas con los sistemas de corriente alterna débiles que usan este tipo de conexiones, la inestabilidad se puede presentar en las etapas de rectificación o inversión, y está asociada con las características de potencia reactiva desfavorable de la carga de los conversores.

Un problema de estabilidad de voltaje que provoca sobre voltajes descontrolados es la auto excitación de las máquinas sincrónicas. Esta puede crecer cuando la carga capacitiva de una máquina es demasiado grande. Ejemplos de cargas capacitivas excesivas son las líneas de transmisión de alto voltaje desconectadas en un extremo, los capacitares en paralelo y los filtros usados en estaciones HVDC.

La estabilidad de voltaje se clasifica de acuerdo a la magnitud de la perturbación y al tiempo de estudio.

4.1.4.2.5. Estabilidad de Voltaje de Grandes Perturbaciones

Se refiere a la habilidad del sistema de mantener voltajes estables luego de presentarse una perturbación severa como por ejemplo fallas del sistema, pérdidas de generación o contingencias de la red. Dicha habilidad está

determinada por el sistema, las características de la carga, las interacciones entre los controles continuos y discretos y las protecciones.

4.1.4.2.6. Estabilidad de Voltaje de Pequeñas Perturbaciones

Se refiere a la habilidad del sistema de mantener voltajes firmes frente a perturbaciones pequeñas como cambios incrementales en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad esta influenciada por las características de las cargas, controles continuos y discretos en un momento dado de tiempo.

4.1.4.2.7. Estabilidad de Voltaje de Período Corto

Involucra las cargas de actuación rápida tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y conversores HVDC. El período de estudio de interés está en el orden de varios segundos, y el estudio es similar al análisis de estabilidad del ángulo del rotor. El modelo dinámico de las cargas es importante. En este análisis, los cortocircuitos cercanos a las cargas son importantes, al contrario que en estabilidad del ángulo.

4.1.4.2.8. Estabilidad de Voltaje de Período Largo

Involucra equipo de respuesta lenta como cambiadores de taps de transformadores, cargas controladas térmicamente, y limitadores de corriente de generadores. El período de estudio de interés puede extenderse a varios minutos y se necesitan de períodos largos de simulación para analizar el comportamiento dinámico del sistema.

4.1.4.3. Diferencia entre Estabilidad de Voltaje y Estabilidad del Ángulo.

La diferencia entre estabilidad de ángulo del rotor y la estabilidad de voltaje no está basada en el débil acoplamiento entre las variaciones en potencia activa (ángulo) y la potencia reactiva (magnitud del voltaje). De hecho, este

acoplamiento es fuerte para condiciones irregulares y ambas, la estabilidad de ángulo del rotor y la estabilidad de voltaje son afectadas tanto por el flujo de potencia activa como por el flujo de potencia reactiva pre-falla. En cambio, la diferencia se basa en el conjunto de fuerzas opuestas que experimentan el desequilibrio y en la variable sobre la cual se manifiesta la inestabilidad.

4.1.4.4. Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la habilidad que tiene el sistema de mantener la frecuencia estable luego de presentarse una perturbación severa en el sistema que dé como resultado un desbalance significativo entre generación y carga. Esto depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la carga y la generación del sistema, con la mínima pérdida no intencional de carga.

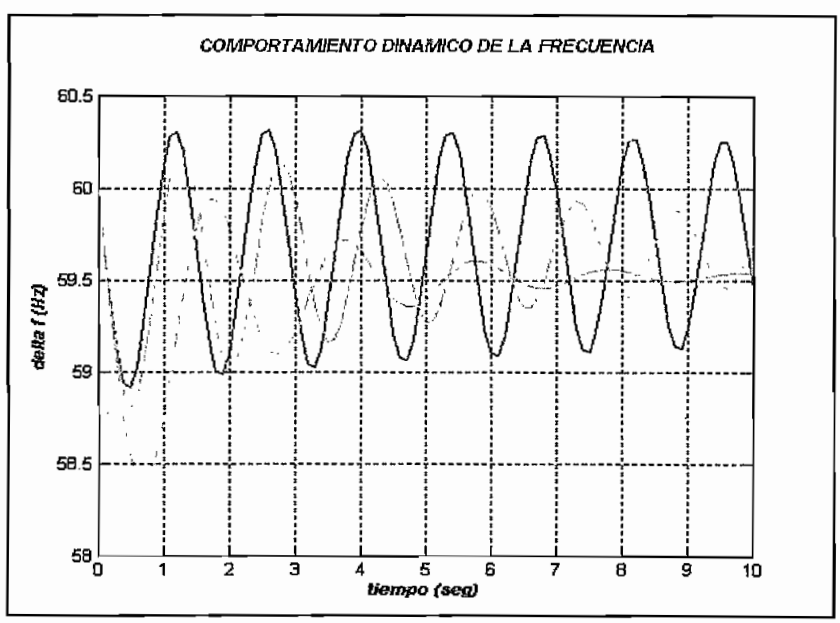


Figura 4.5. Oscilaciones de Frecuencia

La inestabilidad que puede resultar se manifiesta en forma de oscilaciones sostenidas de frecuencia, las cuales conducen a salidas de unidades de generación y/o cargas.

La presencia de desequilibrios severos en el sistema puede ocasionar disparos considerables de la frecuencia, flujo de potencia, voltaje y otras variables del sistema, por lo tanto involucra el accionamiento de elementos de control y protección, los cuales no son modelados en estudios convencionales de estabilidad transitoria o estabilidad de voltaje.

Generalmente los problemas de inestabilidad están asociados con inadecuada respuesta de los equipos, mala coordinación de los equipos de control y protección o insuficiente reserva de generación.

La estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno de período corto o período largo. Un ejemplo de inestabilidad de frecuencia de período corto es la formación de una isla con carencia de generación debido a insuficiente seccionamiento de carga por baja frecuencia, el resultado es que la frecuencia cae rápidamente causando un blackout de la isla en pocos segundos. Por otro lado, una situación más compleja de inestabilidad de frecuencia es causada por los controles de sobre velocidad de las turbinas de vapor o por los controles y protecciones del caldero, se considera que este fenómeno es de período largo pues puede tomar desde decenas de segundos hasta varios minutos.

La variación de frecuencia causa cambios significativos en la magnitud del voltaje, provocando voltajes altamente desbalanceados los cuales pueden llevar a disparos indeseados de generadores debido a mala coordinación de protecciones. En un sistema sobrecargado, los bajos voltajes pueden conducir a una indebida operación de los relés de impedancia.

4.1.5. RELACIÓN ENTRE CONFIABILIDAD, SEGURIDAD Y ESTABILIDAD

La confiabilidad de un sistema de potencia tiene que ver con la probabilidad de que dicho sistema opere en condiciones adecuadas durante un largo periodo de funcionamiento. Esto se refiere a la habilidad de entregar un servicio eléctrico satisfactorio con el mínimo número de interrupciones durante un largo periodo de tiempo.

La seguridad de un sistema de potencia se refiere a su habilidad de sobreponerse ante perturbaciones, sin la interrupción del servicio eléctrico. La seguridad se preocupa por robustecer el sistema frente a inminentes perturbaciones y por lo tanto depende de las condiciones de operación del sistema así como también de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias.

La estabilidad se refiere a la habilidad de mantener o restaurar el estado de operación del sistema luego de presentarse una perturbación, lo cual depende de las condiciones de operación y de la naturaleza de la perturbación.

Como se ve, los tres conceptos tratan de garantizar la continuidad de un servicio eléctrico satisfactorio, lo cual implica tener la mínima cantidad de interrupciones. Sin embargo, existen las siguientes diferencias básicas:

- El objetivo principal del diseño y planificación de los sistemas de potencia es la confiabilidad, y para ser confiable, el sistema tiene que ser seguro la mayor parte del tiempo y para ser seguro, el sistema tiene que ser estable, pero también debe ser seguro frente a otras contingencias que no son clasificadas como problemas de estabilidad.
- La seguridad del sistema se distingue de la estabilidad, dependiendo de los resultados de esta, por ejemplo, dos sistemas pueden ser igual de estables pero el margen de seguridad puede ser diferente.

La seguridad y la estabilidad varían con el tiempo y son evaluadas mediante el estudio del sistema de potencia en un punto específico de operación. En cambio la confiabilidad depende del comportamiento del sistema durante un tiempo promedio, y se la evalúa considerando el desempeño del sistema sobre un considerable período de tiempo.

4.2. PARÁMETROS DINÁMICOS DEL SISTEMA

4.2.1. ANÁLISIS DINÁMICO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Todos los elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia participan en el comportamiento dinámico de este y es necesario especificar tanto los modelos matemáticos que representan a cada elemento así como la metodología de análisis.

4.2.2. MODELO DEL GENERADOR

Un generador sincrónico requiere de una máquina impulsora (turbina) que le proporcione un torque mecánico T_m para sostener la rotación. Cuando la máquina sincrónica suministra energía eléctrica a una carga, la corriente de la armadura crea una onda de flujo magnético en el entrehierro, que gira a velocidad sincrónica. Este campo reacciona con el flujo creado por la corriente de campo y se provoca un par electromagnético o torque eléctrico T_e debido a la tendencia a alinearse que tienen estos dos campos magnéticos. En un generador T_e se opone T_m y el par electromagnético es el mecanismo mediante el cual el generador sincrónico convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

En condiciones de operación estable o equilibrio el torque mecánico proporcionado por la turbina es igual al torque eléctrico requerido por la carga; sin embargo, al ocurrir alguna perturbación o desbalance generación – carga este equilibrio se rompe y aparece un torque de aceleración [22].

$$T_a = T_m - T_e \tag{4.1}$$

Donde: T_m = torque mecánico
T_e = torque eléctrico

De la ecuación anterior se puede obtener las siguientes conclusiones:

Si $T_m > T_e \rightarrow$ la máquina se acelera

Si $T_m < T_e \rightarrow$ la máquina se desacelera

Si $T_m = T_e \rightarrow$ equilibrio *cuasiestacionario*

Los generadores que forman parte de un SEP son máquinas de gran potencia por lo que se puede despreciar la resistencia de armadura, por ello se puede decir que el torque en el entrehierro es igual a la potencia eléctrica de salida (en pu).

$$T_e = P \tag{4.2}$$

Donde la potencia eléctrica P está dada por las ecuaciones de potencia de una máquina sincrónica sea de rotor cilíndrico o de polos salientes, respectivamente.

Además, existe una potencia de aceleración P_a igual a la diferencia entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica (despreciando las insignificantes pérdidas en el generador).

$$P_a = P_m - P_e \tag{4.3}$$

Donde: P_m = potencia mecánica

P_e = potencia eléctrica

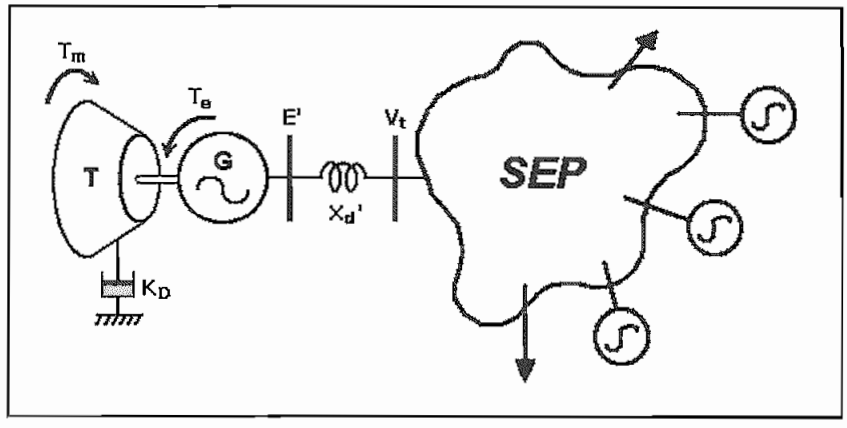


Figura 4.6. Modelo de un generador conectado a un SEP.

4.2.2.1. Dinámica del Rotor [22]

El rotor de una máquina es un cuerpo que esta girando sobre su eje, por tal razón su movimiento está sujeto a las leyes de la dinámica de rotación.

El momento de inercia J de un rotor está determinado por la siguiente expresión:

$$J = \frac{1}{2} MR^2 \tag{4.4}$$

Donde: M = masa del rotor
R = radio del rotor

En función de la inercia, el torque de aceleración T_a es:

$$T_a = J \cdot \alpha \tag{4.5}$$

Donde: J = momento de inercia
α = aceleración angular

Siendo:

$$\alpha = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \tag{4.6}$$

Donde: θ_m = desviación angular con respecto a un eje fijo

Si varias masas rotatorias están rígidamente acopladas, el momento de inercia total para el sistema es la suma de los momentos de inercia de cada componente rotatorio individual.

En el análisis de estabilidad se emplea el concepto de *constante de inercia H (s)*, la cual está definida como la relación entre la energía cinética a velocidad sincrónica de todas las partes rotatorias y la potencia aparente trifásica nominal.

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_r^{\,2}}{S_n} \tag{4.7}$$

Donde: J = momento de inercia
ω_r = velocidad sincrónica del rotor
S_n = potencia nominal aparente

4.2.2.2. Ecuación de Oscilación [22]

Define el movimiento dinámico del sistema debido a los desbalances entre las potencias mecánica y eléctrica.

Cuando existe potencia de aceleración ($P_m \neq P_e$), esta puede ser usada para:

- Cambiar la energía cinética o velocidad de la unidad.
- Superar el torque amortiguador que se desarrolla principalmente en los bobinados amortiguadores.

Esto se puede expresar matemáticamente como:

$$P_{a,i} = P_{m,i} - P_{e,i} = \frac{d}{dt}(Ec_i) + P_{dam,i} \tag{4.8}$$

Donde: Ec_i = energía cinética de la máquina i (generador más turbina)
$P_{dam,i}$ = potencia de amortiguamiento

La variación de la energía cinética puede ser escrita como:

$$\frac{d}{dt}(Ec_i) = \frac{Ec_i^{\,0}}{\pi \cdot f^0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} \tag{4.9}$$

Donde: Ec_i^0 = energía cinética de la máquina i a frecuencia nominal
f^0 = frecuencia nominal

δ_i = posición angular del rotor en radianes eléctricos respecto a una referencia sincrónica rotativa

El término que representa la potencia de amortiguamiento puede ser aproximado a la siguiente expresión:

$$P_{dam,i} = K_{D,i} \frac{d\delta_i}{dt} \tag{4.10}$$

Donde: K_{Di} = constante que representa el torque de amortiguamiento, en fase con la variación de velocidad

De la ecuación anterior, se obtiene la *ecuación de oscilación* de un generador con su turbina, que puede ser escrita como:

$$P_{a,i} = P_{m,i} - P_{e,i} = \frac{Ec_i^0}{\pi \cdot f^0} \frac{d^2\delta_i}{dt^2} + K_{D,i} \frac{d\delta_i}{dt} \tag{4.11}$$

La cual en por unidad sería:

$$P_{a,i} = P_{m,i} - P_{e,i} = \frac{H_i}{\pi \cdot f^0} \frac{d^2\delta_i}{dt^2} + K_{D,i} \frac{d\delta_i}{dt} \tag{4.12}$$

4.2.3. MODELO DEL SISTEMA MOTRIZ

El sistema motriz de los generadores eléctricos está constituido por turbinas. La turbina se encarga de convertir en energía mecánica rotativa la energía de una corriente de agua, vapor de agua, gas o cualquier otra fuente de energía. El elemento básico de la turbina es la rueda o rotor, que cuenta con palas, hélices, cuchillas o cubos colocados alrededor de su circunferencia, de tal forma que el fluido en movimiento produce una fuerza tangencial que impulsa la rueda y la hace girar. Esta energía mecánica se transfiere a través de un eje para

proporcionar el movimiento del generador eléctrico. Las turbinas de los generadores del S.N.I. son hidráulicas o de agua, de vapor y de combustión.

4.2.3.1. Turbina Hidráulica [23]

La turbina hidráulica es un elemento que aprovecha la energía cinética y potencial del agua para producir un movimiento de rotación.

En cuanto a su modo de funcionamiento, se pueden clasificar en dos grupos:

- Turbinas de acción
- Turbinas de reacción

Las turbinas de acción aprovechan únicamente la velocidad del flujo de agua, mientras que las de reacción aprovechan además la pérdida de presión que se produce en su interior.

El tipo de turbina de acción más conocido es la Pelton, que se emplea generalmente para saltos de agua de gran altura (más de 50 m), pero existen otros como la Turgo y la de flujo cruzado (también conocida como turbina Ossberger o Banki-Mitchell). Los principales tipos de turbina de reacción son los siguientes: Francis, Deriaz, Hélice, Kaplan, Tubular y Bulbo. La turbina Francis es muy utilizada en saltos de altura media (5 a 100 m) y la turbina Kaplan lo es en los saltos de baja altura (menos de 10 m).

La potencia teórica de un salto de agua viene dada por la siguiente expresión:

$$N = g \cdot Q \cdot h \tag{4.13}$$

Donde: N = potencia en kW
g = aceleración de la gravedad en m/s^2
Q = caudal de agua en m^3/s
h = altura de salto en m

De acuerdo con lo anterior, una misma potencia se puede conseguir con gran altura de salto y poco caudal (centrales hidroeléctricas de montaña), pequeño salto y gran caudal (centrales de llanura) o con valores medios de ambas magnitudes (centrales de pie de presa, generalmente).

4.2.3.2. Turbina de Vapor

La turbina de vapor es una turbomáquina que transforma la energía de un flujo de vapor de agua en energía mecánica. Este vapor se genera en una caldera, de la que sale en condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica.

Al pasar por las toberas de la turbina, se reduce la presión del vapor (se expande) aumentando así su velocidad. Este vapor a alta velocidad es el que hace que los álabes móviles de la turbina giren alrededor de su eje al incidir sobre los mismos. Por lo general una turbina de vapor posee más de un conjunto tobera-álabe (o *etapa*), para aumentar la velocidad del vapor de manera gradual. Esto se hace ya que por lo general el vapor de alta presión y temperatura posee demasiada energía térmica, y si ésta se convierte en energía cinética en un número muy reducido de etapas, la velocidad periférica o tangencial de los discos puede llegar a producir fuerzas centrífugas muy grandes causando fallas en la unidad.

En una turbina se pueden distinguir dos partes, el rotor y el estator. El rotor está formado por ruedas de álabes unidas al eje que constituyen la parte móvil. El estator también está formado por álabes, unidos a la carcasa de la turbina.

Atendiendo a donde se realiza la expansión del vapor se distinguen dos tipos de turbinas: de acción o de reacción. En las turbinas de acción la expansión del vapor se realiza en el estator perdiendo presión y aumentando su velocidad hasta pasar al rotor donde la presión se mantendrá constante y se reducirá su velocidad al incidir sobre los álabes. Por el contrario, en las turbinas de reacción el vapor se expande en el rotor, manteniéndose la presión y velocidad constantes al pasar por el estator, que en este caso sólo sirve para dirigir y orientar el flujo de vapor.

4.2.3.3. Turbina de Combustión

Una turbina de combustión o de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. Se puede considerar un motor de combustión interna. Está compuesta por un compresor, una o varias cámaras de combustión y la turbina de gas propiamente dicha.

La aplicación más común de estas máquinas es la propulsión de aviones a reacción, y de ellas derivan las turbinas utilizadas en generación eléctrica.

Los problemas que tienen son que aceptan mal los arranques y las paradas y les cuesta mucho cambiar de régimen. De hecho, el funcionamiento habitual de las turbinas de gas es siempre al mismo régimen y las variaciones de demanda de potencia se hacen manteniendo el régimen y variando el torque generado.

4.2.3.4. Ciclo Combinado

Se denomina ciclo combinado al ciclo de generación de energía eléctrica que utiliza dos turbinas, una de vapor y otra de gas, de manera combinada. Básicamente, los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas se utilizan para hacer funcionar la caldera de la turbina de vapor.

La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia para producir energía eléctrica.

4.2.3.5. Modelos

El cambio en la posición de la válvula causa un incremento en la potencia de la turbina la cual, a través de interacciones electromecánicas, provoca el incremento de la potencia de generación.

Este mecanismo en conjunto es relativamente complicado, particularmente si el generador está sometido a perturbaciones de la red eléctrica.

Se puede asumir que el nivel de voltaje es constante y las variaciones de torque son de pequeño tamaño; entonces, un análisis incremental proporciona una relación dinámica relativamente simple entre el cambio en la posición de la válvula y el incremento de la potencia de generación.

Debido a que la turbina es el medio de transformación de la potencia mecánica en eléctrica, una adecuada modelación matemática es primordial para determinar el comportamiento dinámico de la potencia eléctrica al realizar cambios incrementales en la posición de la válvula.

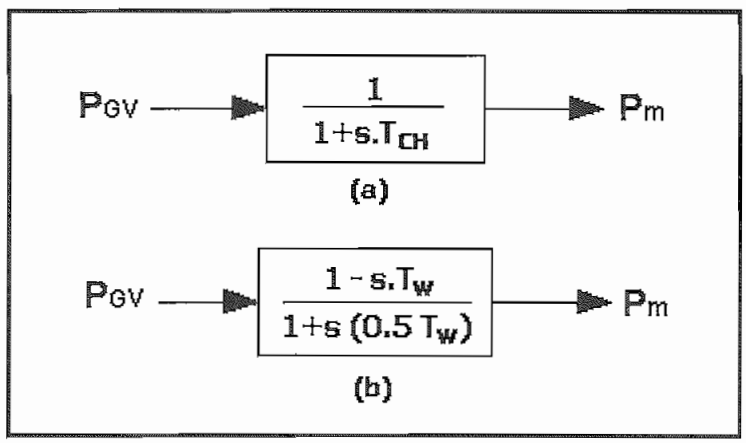


Figura 4.7. Modelo de Turbinas: (a) Vapor, (b) Hidráulica [24].

El análisis tiene diferencias considerables dependiendo del tipo de turbina (hidráulica, térmica o de combustión) y de la clase de cada una (de acción o reacción, con recalentamiento o sin recalentamiento), por esto cada una de las turbinas tiene su propio modelo matemático que representa el funcionamiento mecánico y la velocidad de respuesta para incrementar la potencia mecánica al cambiar la posición de la válvula.

4.2.4. MODELO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD

El objetivo de un sistema de potencia es suministrar un servicio eléctrico de calidad y con el menor número de interrupciones. La frecuencia tiene un papel muy importante en la calidad del servicio eléctrico, por lo tanto el sistema debe

garantizar que la frecuencia de la energía entregada sea constante y que su valor se igual al nominal o que esté dentro de los límites establecidos.

La frecuencia está relacionada directamente con la velocidad de giro de las máquinas, esto implica que para mantener el valor de frecuencia constante, es necesario mantener la velocidad constante, y para ello los torques eléctrico y mecánico deben estar en equilibrio. La potencia eléctrica suministrada por los generadores tiene que ser suficiente para abastecer la potencia requerida por las cargas y para cubrir las pérdidas de la red de transmisión, entonces:

$$P_G + P_C - P_L = \Delta P \tag{4.14}$$

En estado estable, las potencias están en equilibrio es decir $\Delta P = 0$. Desafortunadamente la carga no es constante y tampoco se puede predecir con exactitud su comportamiento. De ahí, que el estado de operación del sistema nunca está estático, debido a la continua variación de la carga.

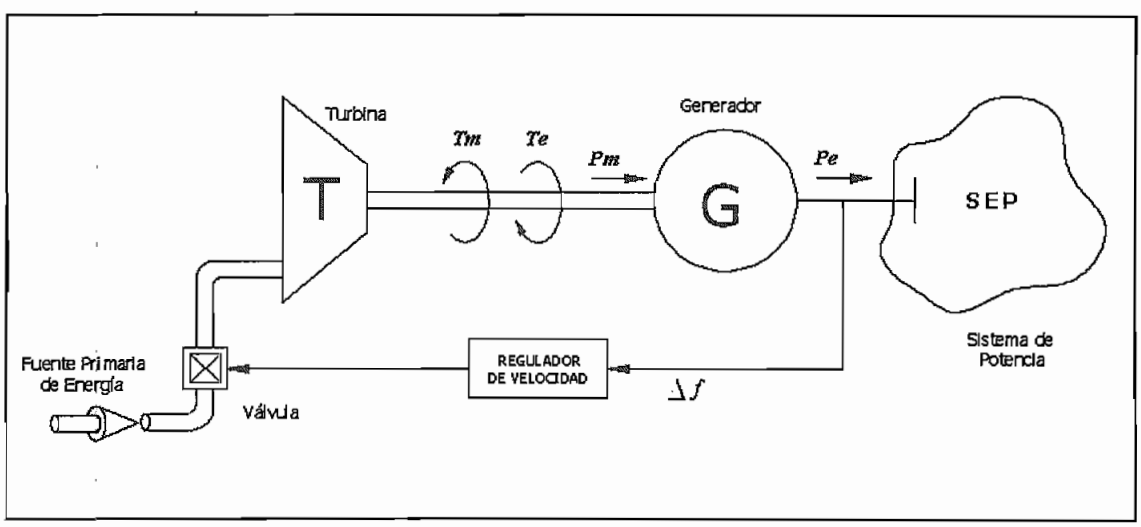


Figura 4.8. Esquema de funcionamiento de un regulador de velocidad.

Frente a las variaciones de carga, los generadores deben responder de manera que el equilibrio del sistema se mantenga. Es decir, la fuente motriz de energía mecánica (turbina) deberá aumentar o reducir la potencia que entrega al generador, según los siguientes casos:

- Cuando $\Delta P = 0$, el sistema está en equilibrio, no se requiere acción del sistema mecánico.
- Si baja la carga, $\Delta P > 0$, el sistema se acelera provocando aumento de la frecuencia, es necesario reducir la potencia de generación.
- Si sube la carga, $\Delta P < 0$, el sistema se desacelera causando disminución de la frecuencia, se debe aumentar la potencia de generación.

El balance del sistema se fundamenta en el equilibrio entre el torque eléctrico T_e y el torque mecánico T_m. Como T_e y T_m tienen diferentes orígenes, es necesario establecer un vínculo entre ellos, este vínculo es el regulador de velocidad.

4.2.4.1. Regulador de Velocidad

El *regulador de velocidad* se encarga de informar al sistema mecánico sobre los cambios en el sistema eléctrico, consiguiendo que el sistema mecánico responda adecuadamente ante los requerimientos del sistema eléctrico.

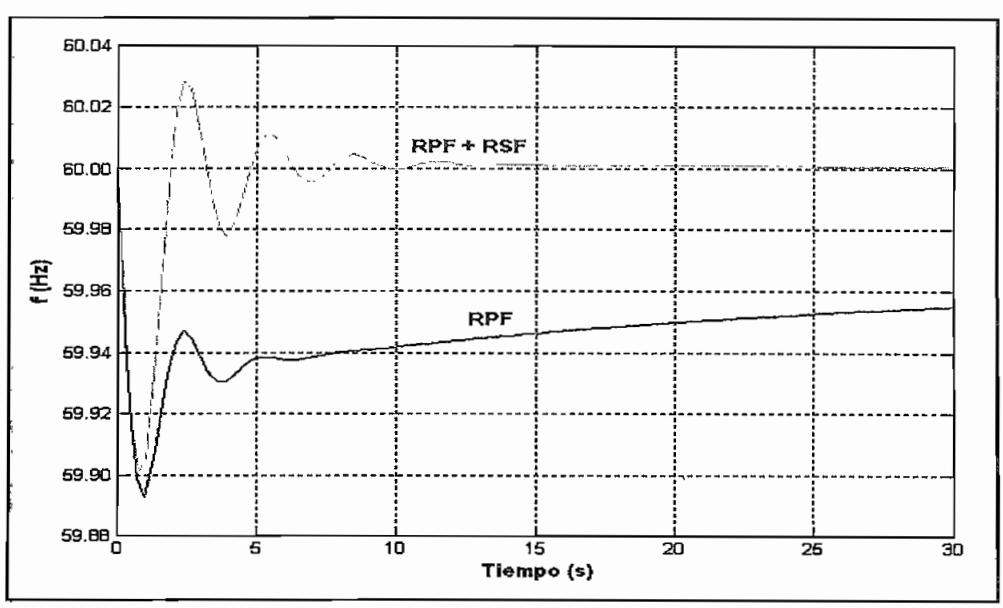


Figura 4.9. Respuesta dinámica de la frecuencia durante RPF y RSF.

El regulador de velocidad cumple con dos objetivos: el primero es mantener la frecuencia constante, lo cual se consigue a través de la *regulación primaria de*

frecuencia (RPF); y el segundo es mantener la frecuencia en su valor nominal, esto se consigue mediante la *regulación secundaria de frecuencia* (RSF).

En sistemas que se encuentran unidos por interconexiones, el regulador de velocidad está asociado con el control automático de generación. El control automático de generación es ampliamente usado para reducir el *error de control de área (ECA)* [3]. La figura 4.10 ilustra la localización del sistema de regulación de velocidad y su relación con el control automático de generación.

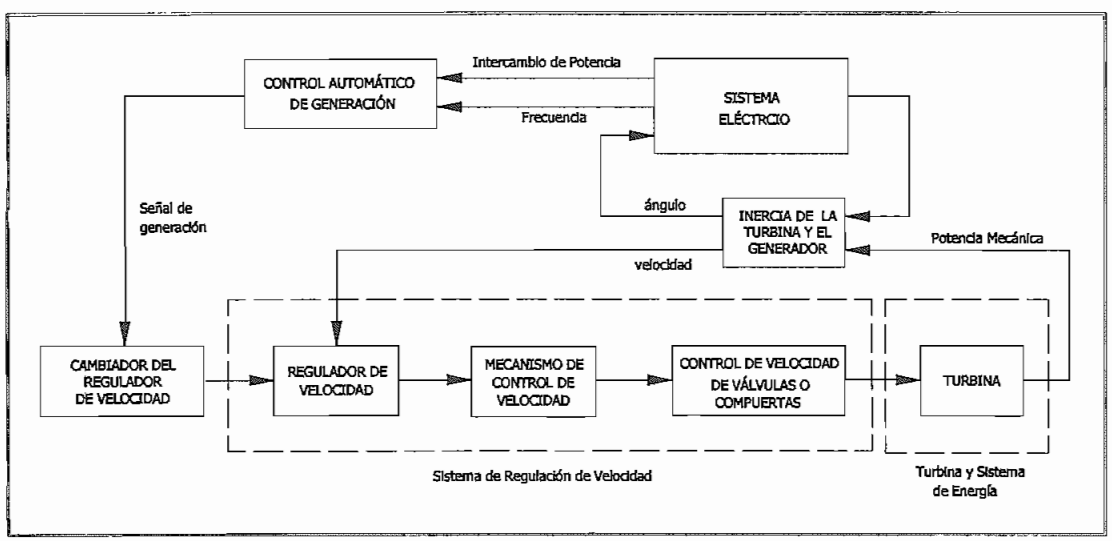


Figura 4.10. Diagrama funcional que muestra la localización del sistema de regulación de velocidad y la turbina [24]

La actuación del regulador de velocidad no es instantánea, como se aprecia en la figura 4.9, sino que depende de varios parámetros como son las constantes de tiempo, ganancias y límites del regulador, la respuesta dinámica de la frecuencia también depende del modelo del sistema eléctrico y de la turbina.

4.2.4.2. Modelos de los Reguladores de Velocidad

Con el fin de mejorar las características de regulación de velocidad de los generadores, se han desarrollado diferentes tipos de reguladores de velocidad, los cuales están relacionados directamente con el sistema motriz (turbina).

4.2.4.2.1. Sistema de control de velocidad para Turbinas de Vapor

En la figura 4.11 se muestra el modelo general de sistemas de regulación de velocidad usado en turbinas de vapor. Con una adecuada selección de los parámetros, este puede representar un sistema de control mecánico o un sistema de control eléctrico

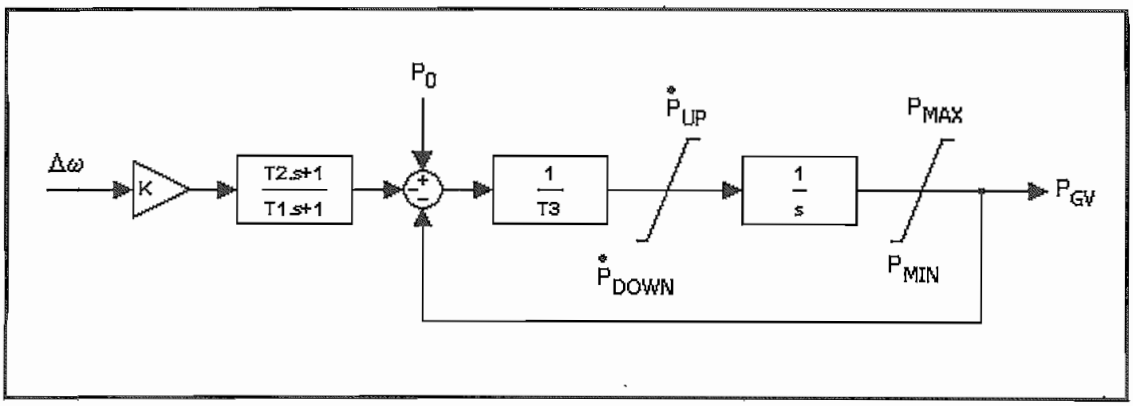


Figura 4.11. Modelo General de sistemas de control de velocidad de turbinas de vapor [24]

4.2.4.2.2. Sistema de control de velocidad para Turbinas Hidráulicas

El modelo de sistema de control de velocidad más usado en estabilidad de sistemas de potencia es el que muestra la figura 4.12. Para conseguir este modelo se considera que la salida del servomotor y de las válvulas es la misma, además se ignoran los límites del servomotor y la constante de tiempo T_P (correspondiente al modelo del servo motor)

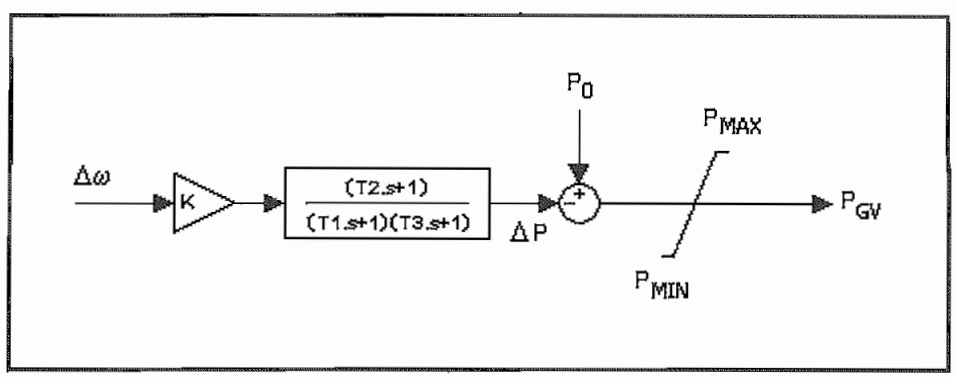


Figura 4.12. Modelo General de sistemas de control de velocidad para turbinas de hidráulicas [24].

4.2.4.3. Modelos de los Reguladores de Velocidad del S.N.I.

En el sistema nacional interconectado, se tienen 4 tipos de sistemas de regulación de velocidad:

- Reguladores de velocidad para turbinas de vapor, pcu_IEEEG1.
- Reguladores de velocidad para turbinas de gas, pcu_GAST.
- Reguladores de velocidad para hidroturbinas Francis, pcu_HYGOV.
- Reguladores de velocidad para hidroturbinas Pelton, pcu_IEEEG3.

La tabla 4.2 Muestra el sistema de regulación de velocidad que posee cada una de las centrales de generación del S.N.I.

Tabla 4.1. Reguladores de Velocidad de los generadores del S.N.I. [25]

CENTRAL	REGULADOR
Aníbal Santos (Gas) Alvaro Tinajero Electorquil Esmeraldas G. Hernández Guangopolo (EEQ) Loja Machala Machala Power Pascuales Posorja Santa Elena Santa Rosa Victoria II	pcu_GAST
Agoyán Daule Peripa	pcu_HYGOV

CENTRAL	REGULADOR
A.Santos (Vapor) G. Zevallos Termoesmeraldas Trinitaria	pcu_IEEEG1
Cuenca Cumbayá Guangopolo Nayón Paute AB Paute C Pucará Riobamba Cuenca	pcu_IEEEG3

En el Anexo D.1 Se presentan los modelos de los 4 tipos de reguladores, y los valores de los parámetros que corresponden a los generadores indicados en la tabla.

4.2.4. MODELO DEL REGULADOR DE VOLTAJE

Un desbalance entre la generación y la demanda de potencia reactiva provoca una variación en los voltajes de barra.

El nivel de voltaje es fundamental en la calidad del servicio eléctrico, el valor de este debe encontrarse dentro de los límites establecidos ($0,95 \leq V \leq 1,05$) por lo que es necesario realizar un control de potencia reactiva, el cual puede ser efectuado por varios medios:

- Máquinas sincrónicas (generadores y motores) pueden ser utilizadas como compensadores de reactivos, mediante el control de la corriente de campo.
- Los transformadores de las subestaciones pueden controlar la potencia reactiva a través de los intercambiadores de taps.
- Los compensadores capacitivos y reactivos en paralelo permiten controlar la potencia reactiva en las barras del sistema que lo requieran.

Cuando la compensación reactiva es realizada por los mismos generadores que forman parte del SEP, el control está dirigido a la regulación de la corriente de campo, esto es el control de los sistemas de excitación.

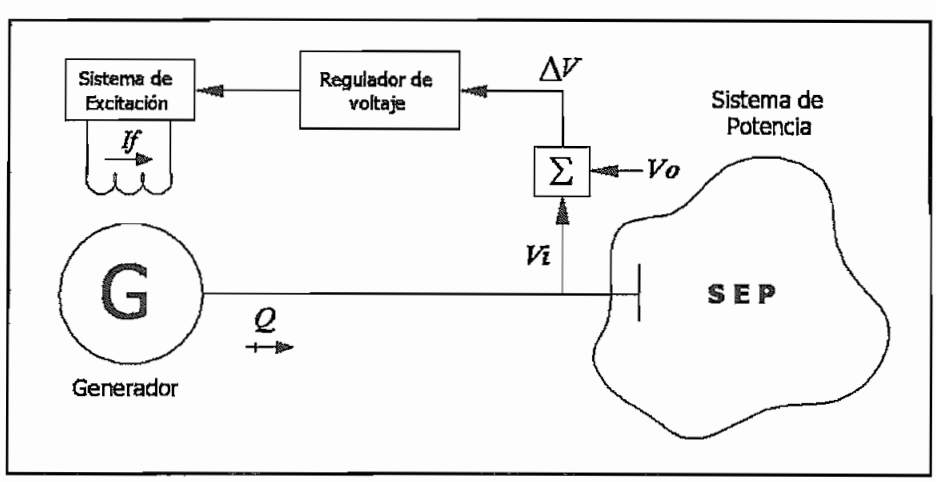


Figura 4.13. Esquema de funcionamiento del Regulador de Voltaje

El *regulador automático de voltaje* AVR es el encargado de detectar las variaciones de voltaje en la barra de generación e informa al sistema de excitación para que éste realice la acción de control requerida.

Cuando existe un nivel de voltaje bajo es necesario incrementar los reactivos por lo que la corriente de campo debe aumentar; en cambio, si el voltaje se encuentra por encima del nivel permitido la corriente de campo tiene que ser reducida con lo cual la potencia reactiva disminuye.

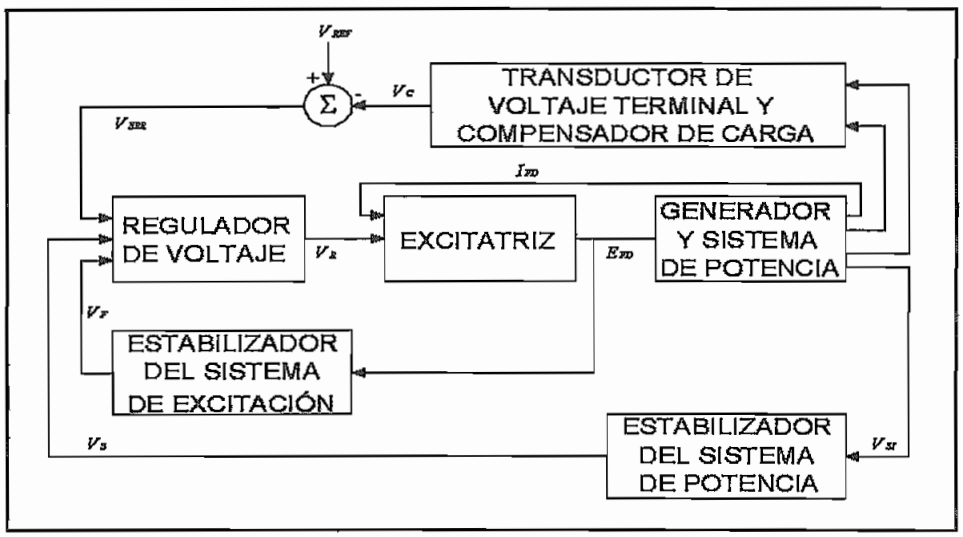


Figura 4.14. Diagrama funcional del sistema de control de excitación del generador [26]

4.2.4.1. Modelos de Reguladores Automáticos de Voltaje

Cuando el comportamiento de máquinas sincrónicas es adecuadamente simulado en estudios de estabilidad de sistemas de potencia, es necesario que los sistemas de excitación sean modelados con suficiente detalle.

La respuesta dinámica de los sistemas de excitación depende de los parámetros de construcción y operación de cada uno, así como del regulador de voltaje que lo esté controlando, por lo que cada AVR y sistema de excitación debe ser modelado matemáticamente de acuerdo a sus propias características.

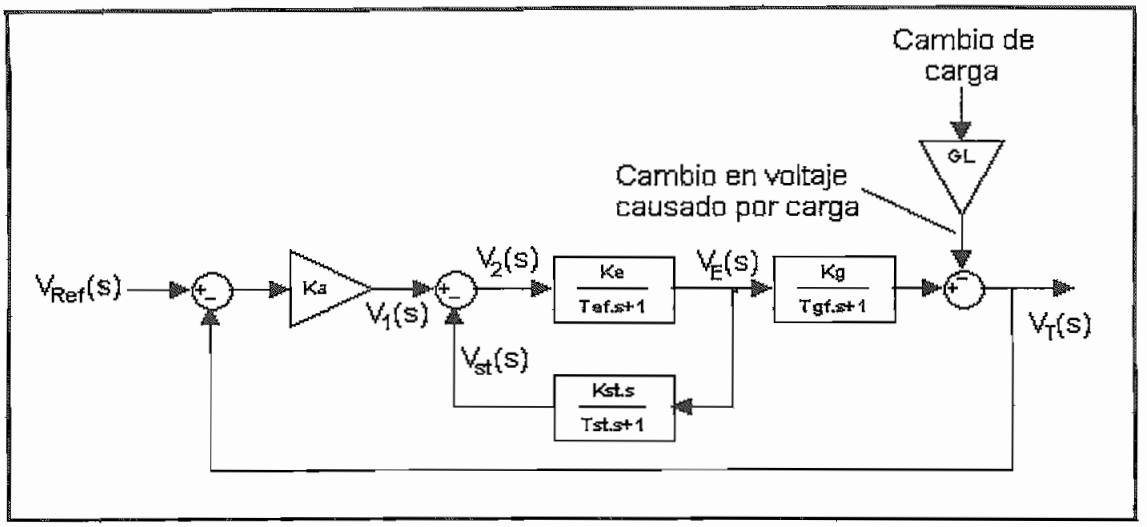


Figura 4.15. Modelo General de sistemas de control automático de voltaje [27]

1.4.1.1. Modelos de los Reguladores Automáticos de Voltaje del S.N.I.

En el Sistema Nacional Interconectado, se tienen 6 tipos de reguladores de voltaje, como se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 4.2. Reguladores de voltaje de los generadores del S.N.I.[25]

CENTRAL	REGULADOR
Alvaro Tinajero Electorquil	**vco_IEET2**
Cuenca Cumbayá G. Hernández Guangopolo Loja Machala Nayón Posorja Riobamba Santa Elena Victoria II	**vco_SEXS**

CENTRAL	REGULADOR
Paute AB Paute C	**vco_EPIC1**
Aníbal Santos (Gas) Machala Power Pascuales Santa Rosa	**vco_EXAC1**
A. Santos (vapor) G. Zevallos (Vapor) Pucará Termoesmeraldas Trinitaria	**vco_EXST1**
Agoyán Daule Peripa	**vco_EXST3**

En el Anexo D.2 se presentan los modelos de los 6 tipos de reguladores de voltaje, y los valores de los parámetros que corresponden a los generadores indicados en la tabla.

4.2.5. MODELO DEL ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA (PSS)

Mientras que el crecimiento de la oferta de generación y de la capacidad de transmisión de los sistemas eléctricos de potencia está limitado por restricciones económicas y ambientales, la demanda eléctrica crece constantemente. En afán de satisfacer la demanda y operar el sistema económicamente, se ha visto necesario el aumento de interconexiones y el uso de nuevas tecnologías. Esto aumenta la complejidad de los sistemas eléctricos, y conduce a que estos operen en condiciones cada vez más cercanas a los límites de estabilidad. La utilización de controles suplementarios en la excitatriz de los generadores es un medio efectivo para extender los límites de estabilidad y mejorar la operación de los sistemas eléctricos de potencia [28].

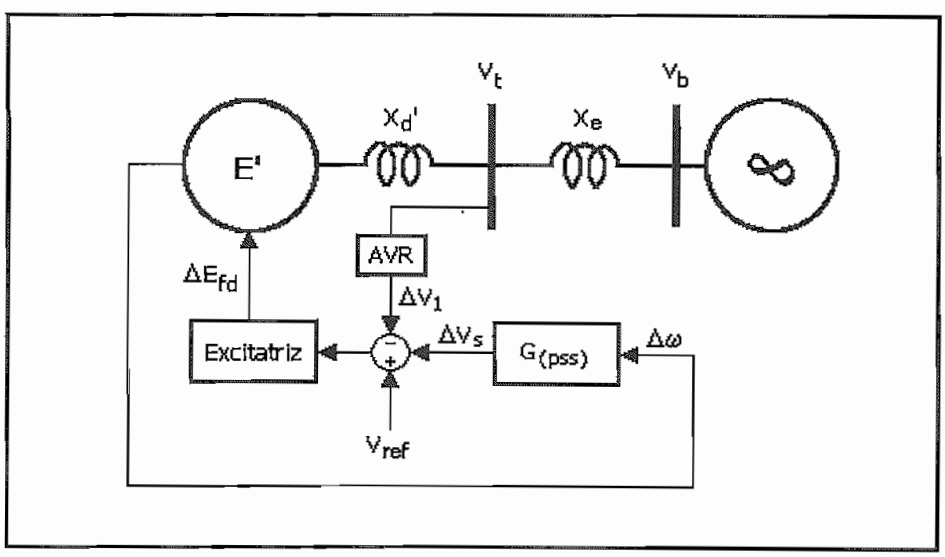


Figura 4.16. Esquema de la función del PSS.

Los problemas de estabilidad normalmente se originan por falta de torque de amortiguamiento, especialmente cuando la sintonización de los parámetros del sistema de excitación es inadecuada. El estabilizador de potencia modula el error entre la tensión de referencia del generador y la tensión del regulador automático de voltaje, su objetivo es introducir un torque de amortiguamiento en fase con la velocidad del generador, compensando así el atraso de fase del conjunto generador, excitación, carga [29].

En condiciones normales de operación, cuando el sistema opera con carga elevada o en líneas de transmisión débiles, perturbaciones pequeñas como cambios de taps de transformadores o cambios en la generación y carga del sistema originan oscilaciones electromecánicas con bajo factor de amortiguamiento que oscilan entre 0,1 y 2,5 Hz, las cuales limitan la capacidad de transmisión de las líneas y eventualmente pueden causar la pérdida de sincronismo de las máquinas. Una medida para solucionar estos problemas, sin alterar la generación o reducción de la ganancia del AVR, es el PSS.

4.2.5.1. Modelo del PSS

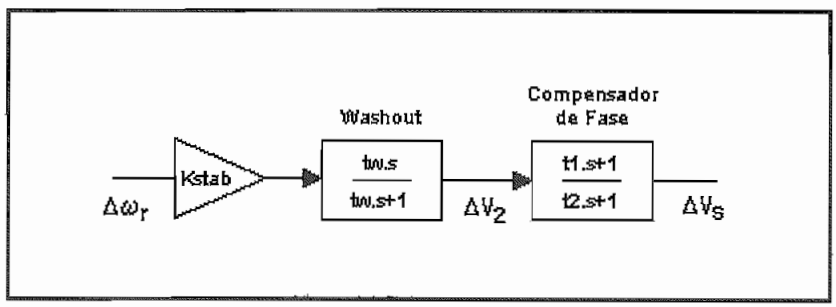


Figura 4.17. Modelo básico del Estabilizador del Sistema de Potencia [18]

La estructura típica de un PSS se muestra en la figura 4.17, en la cual se distinguen tres etapas:

(a) *Ganancia (Kstb)*, define la magnitud del torque de amortiguamiento creado por el estabilizador.
(b) *Washout*, es un filtro pasa altos, evita que el estabilizador responda ante cualquier variación en la velocidad que no necesariamente puede ser una perturbación. Es decir, actúa únicamente cuando las variaciones de velocidad son oscilatorias.
(c) *Compensador de Fase,* crea un adelanto de fase para compensar el atraso de fase entre la entrada a la excitatriz y la variación del torque eléctrico.

En el S.N.I. únicamente las unidades de la fase C de Paute disponen de PSS. El modelo del *pss_2A* y los valores de los parámetros se presenta en el Anexo D.3.

4.2.6. MODELO DE CONTROL DE UN SISTEMA DE DOS ÁREAS [22]

La interconexión de sistemas eléctricos de potencia tiene como objetivo obtener beneficios económicos, sociales y ambientales y conducen a la utilización óptima de sus recursos energéticos y a la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico de cada una de las áreas interconectadas. Un área es la parte del sistema que tiene autonomía operativa; es decir, que tiene los recursos necesarios para autoabastecerse por lo que podría operar normalmente sin necesidad de las interconexiones con otras áreas.

Es importante considerar que cada área debe asumir sus propias perturbaciones (desbalances generación – carga) y se debe mantener constante el flujo de potencia por la interconexión, esto ya que por una parte las líneas de interconexión operan con ciertos límites de cargabilidad y además existe de por medio un contrato o acuerdo de flujo entre las áreas interconectadas, el cual tiene que ser respetado desde un punto de vista económico.

En la operación de sistemas multiárea es indispensable el uso de sistemas de control automatizados, por esto cada área debe tener su centro de control y estar equipada con sistemas de Control Automático de Generación AGC, los cuales recibirán las señales del Error de Control de Área ECA lo que dará como consecuencia el control adecuado para cada una de las áreas en caso de ocurrir perturbaciones en alguna de ellas.

El modelo de la interconexión entre dos áreas se define mediante el coeficiente sincronizante T_{ij}, dado por la siguiente expresión:

$$T_{ij} \triangleq \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta \delta} \approx \frac{dP_{ij}}{d\delta} = P_{\max} \cos \delta \tag{4.15}$$

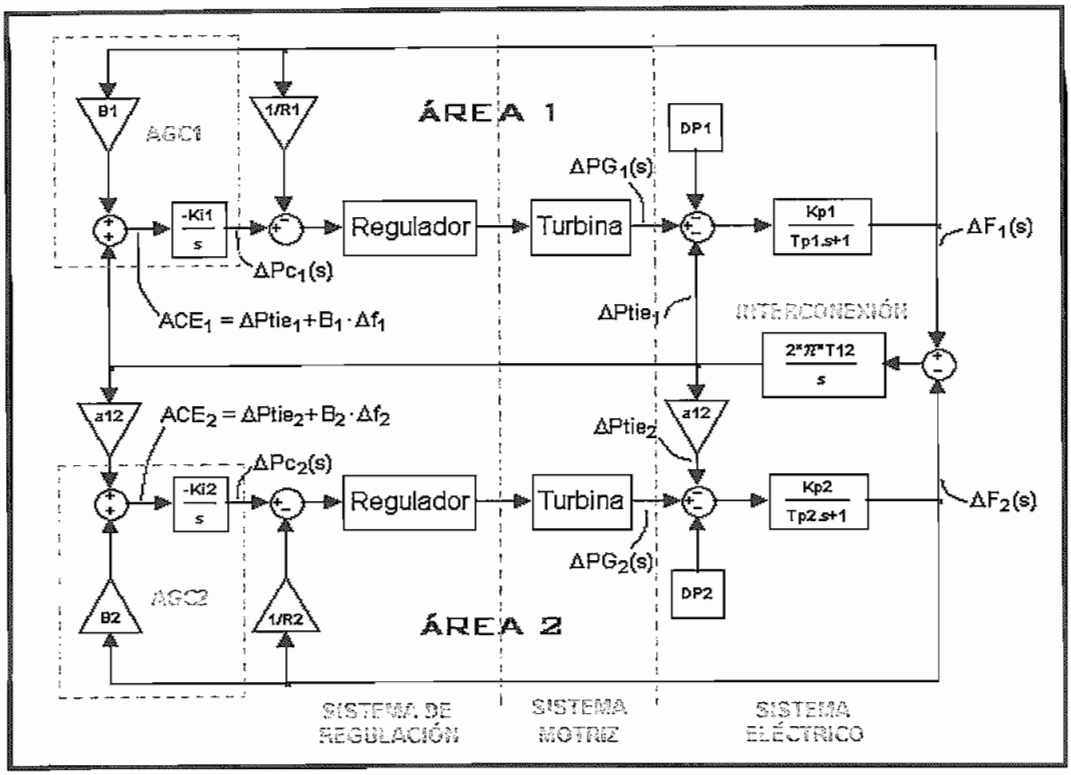


Figura 4.18. Diagrama de Bloque de Control de un Sistema de Dos Áreas Interconectadas

4.2.6.1. Parámetros de Regulación de Frecuencia – AGC Ecuador y Colombia [9]

Tabla 4.3. Parámetros de Regulación de Frecuencia – AGC Ecuador

Estatismo	Valores entre 4 y 7% (estatismo permanente)
Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC.	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.
Control de área.	Se recomienda que el "bias" se encuentre entre valores de 100 a 160 MW/Hz
Velocidad de cambio de carga requerido por unidad.	Mayor o igual a 50MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Reserva de AGC.	el margen mínimo de reserva para RSF- AGC es del **3.2%** de la demanda en bornes de generación
Número mínimo de unidades.	Por criterios de confiabilidad se requiere un mínimo de 2 unidades de Hidropaute realizando RSF y que dos unidades adicionales tengan la posibilidad de brindar este servicio como respaldo a las primeras.

Tiempo de retardo de la unidad para responder una vez recibido el comando enviado por el AGC.	2 min + 13.6 s para demanda máxima, 1 min + 37.8 s para demanda media, y, 1 min + 23.2 se para demanda mínima
Banda muerta del AGC	Se recomienda que la banda muerta sea de 7.5 MW para todas las condiciones de demanda.
Modo de suspensión	Un valor de 70 MW

Tabla 4.4. Parámetros de Regulación de Frecuencia – AGC Colombia

Estatismo	Valores entre el 4 y el 6 %
Banda Muerta	±30 mHz
Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC.	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.
Velocidad mínima de cambio de carga.	Valores entre 50 y 70 MW/minuto
Número mínimo de unidades.	3 unidades.
Velocidad de cambio de carga requerido por unidad.	Mayor o igual a 10MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Valor mínimo para participar en AGC	23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Reserva de AGC.	El mayor valor entre la unidad disponible más grande y el 5% de la demanda programada en cada hora. Dicho valor podrá ser modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.
Tiempo de retardo de la unidad en comenzar a responder una vez recibido el comando enviado por el AGC.	Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.

Tabla 4.6. Valores de Frecuency Bias para las diferentes demandas

Demanda	Bias Ecuador MW/Hz	Bias Colombia MW/Hz
Máxima	80	120
Media	60	80
Mínima	40	60

4.2.7. MODELO DE LA CARGA [18]

El comportamiento de la carga ante una perturbación es no lineal debido a que ésta puede ser afectada en forma importante por sus características propias así como por la presencia y características de elementos de control.

La carga presenta una dependencia respecto del voltaje y de la frecuencia. Puesto que en estudios de estabilidad estos dos parámetros varían, la carga no puede ser considerada de potencia constante (como en flujos de potencia) sino que es necesario determinar el modelo adecuado para cada sistema.

La dependencia respecto del voltaje puede ser representada mediante un modelo exponencial con parámetros α y β, como se muestra en las siguientes relaciones:

$$P = P_o\left(\frac{V}{V_o}\right)^{\alpha} \tag{4.16}$$

$$Q = Q_o\left(\frac{V}{V_o}\right)^{\beta} \tag{4.17}$$

Donde: $0{,}5 \leq \alpha \leq 1{,}8$ y $1{,}5 \leq \beta \leq 6$

Al modelo exponencial anterior se le puede incluir el efecto de la frecuencia añadiendo el factor $(1+K\Delta f)$,

$$P = P_o\left(\frac{V}{V_o}\right)^{\alpha}\left(1+K_{pf}\Delta f\right) \tag{4.18}$$

$$Q = Q_o\left(\frac{V}{V_o}\right)^{\beta}\left(1+K_{qf}\Delta f\right) \tag{4.19}$$

$$\Delta f = f - f_o$$

$$0 \leq K_{pf} \leq 3$$

$$-2 \leq K_{qf} \leq 0$$

4.2.8. MODELO DE LOS ELEMENTOS ESTÁTICOS

Las líneas de transmisión y los transformadores son los elementos estáticos del sistema. Estos elementos no sufren cambios dinámicos durante una perturbación por lo que los modelos usados para análisis de estabilidad son los mismos usados para flujos de potencia, descritos en el capítulo 3.

4.2.10. MÉTODO DE ANÁLISIS DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINA

Un SEP está conformado por un gran número de generadores alimentando a una serie de cargas distribuidas a lo largo del sistema.

A continuación se muestra el proceso de solución del problema de estabilidad de un sistema multimáquina:

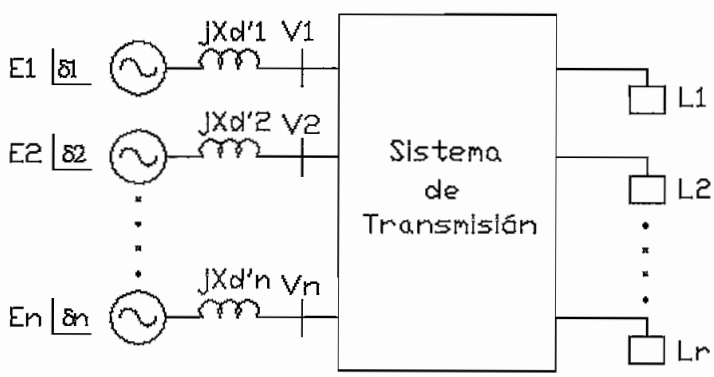


Figura 4.19. Esquema de un sistema multimáquina

En el sistema multimáquina de la figura 4.19 existen n generadores y r cargas de impedancia constante.

En este sistema, la potencia eléctrica entregada por cada generador se determina de la siguiente manera:

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_i E_j \left[B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \right] \qquad (4.20)$$

Además, aplicando la ecuación de oscilación a cada una de las unidades generadoras se consigue el siguiente sistema de ecuaciones diferenciales:

$$\frac{2H_i}{\omega_s}\times\frac{d\omega_i}{dt}=Pm_i-\left\{E_i{}^2G_{ii}+\sum_{\substack{j=1\\j\neq i}}^{n}E_iE_j\left[B_{ij}\sin\left(\delta_i-\delta_j\right)+G_{ij}\cos\left(\delta_i-\delta_j\right)\right]\right\} \tag{4.21}$$

$$\frac{d\delta_i}{dt}=\omega_i-\omega_s \tag{4.22}$$

El análisis de estabilidad utilizando el método multimáquina se lo realiza resolviendo este sistema de ecuaciones diferenciales para determinar el comportamiento dinámico del sistema.

Además se debe determinar la potencia mecánica de las máquinas previo a la perturbación, la cual es igual a la potencia eléctrica en ese momento; esta es:

$$P_{ei}=E_i{}^2G_{ii(0)}+\sum_{\substack{j=1\\j\neq i}}^{n}E_iE_j\left[B_{ij(0)}\sin\left(\delta_i-\delta_j\right)+G_{ij(0)}\cos\left(\delta_i-\delta_j\right)\right] \tag{4.23}$$

Siendo $G_{ij(0)}$ y $B_{ij(0)}$ los parámetros de la red en condiciones previas a la perturbación (en condiciones iniciales).

A la solución del sistema de ecuaciones se debe incluir el efecto de los reguladores de voltaje y velocidad de los generadores, así como los modelos del AGC, PSS y carga [18].

4.3. NIVELES DE SEGURIDAD DEL SISTEMA [8]

4.3.1. NORMAS DE SEGURIDAD EN LA PLANIFICACIÓN OPERATIVA

4.3.1.1. Parámetros De Calidad y Seguridad

La operación del S.N.I. cumple con los parámetros de calidad y seguridad establecidos en las Regulaciones correspondientes de acuerdo al estado en que se encuentre: condiciones de estado estacionario, estado transitorio y dinámico.

4.3.1.1.1. Estado Estacionario

En estado estacionario, las condiciones de calidad y seguridad están dadas por el cumplimiento de las regulaciones vigentes para Voltaje, Generación de Potencia Reactiva, Cargabilidad y Armónicos.

4.3.1.1.2. Estado Transitorio

Las unidades de generación del S.N.I. son capaces de soportar una falla trifásica durante 100 ms en bornes del lado de alto voltaje del transformador de la unidad sin perder estabilidad de ángulo con relación a las demás unidades del sistema. El tiempo de 100 ms corresponde a la velocidad de actuación de la protección principal del elemento en falla.

4.3.1.1.3. Estado Dinámico

El planeamiento de la operación eléctrica se lo ejecuta considerando los siguientes criterios generales:

- En las barras principales del sistema de transmisión el voltaje transitorio no debe estar por debajo de 0.8 p.u. durante más de 500 ms.
- Una vez despejada la falla y eliminado el circuito o los circuitos del sistema, el voltaje no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 700 ms en el proceso de simulación de estabilidad.
- En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia.
- Las oscilaciones de los ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán tener amortiguamiento positivo.
- La potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente, pero después de 10 segundos de ocurrida la contingencia, esta no deberá exceder el 10%

- Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en las barras de 230 kV y 138 kV no deben ser inferiores a 0.9 p.u.
- La modelación de la demanda en las simulaciones de estabilidad debe tener dependencia del voltaje y la frecuencia.
- Para frecuencias inferiores a 59.5 Hz se debe implementar un EAC.
- El voltaje máximo permitido en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será del 1.15 p.u.
- El voltaje máximo transitorio permitido en el sistema durante un rechazo de carga será de 1.3 p.u.
- El sistema estará diseñado y operado para soportar sin consecuencias graves ante una simple contingencia (n-1). Se entiende por consecuencia grave si ante la salida de un generador, transformador o línea de transmisión resultara:
  - Inestabilidad del S.N.I.
  - Sobrecarga de líneas y/o transformadores por más de quince (15) minutos.
  - Desviaciones de voltaje superiores a ± 10%.

  Para este criterio se permite la separación del sistema en islas eléctricas, la desconexión de carga o desconexión de generación por disparos de líneas.
- Al evaluar la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones, se debe chequear que los valores propios tengan componente de amortiguación.
- El control de la frecuencia secundaria del S.N.I. se realizará a través del control automático de generación (AGC).
- El control de voltaje deberá ser constante y el CENACE deberá vigilar que sus valores no excedan de los límites establecidos en las normas vigentes.

4.3.1.2. Confiabilidad

4.3.1.2.1. Criterios básicos de Confiabilidad

Para una operación confiable el S.N.I. debe permanecer estable sin afectar la demanda de los usuarios ante la contingencia de uno de los circuitos a 230 kV.

El S.N.I. también debe permanecer estable ante la contingencia de los circuitos de una línea de transmisión que ocupen la misma torre. Para este caso el CENACE podrá implementar esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia con el objeto de preservar la estabilidad.

El S.N.I. debe permanecer estable ante la salida de la unidad de mayor capacidad que tenga en su sistema.

4.3.1.2.2. Criterios de Confiabilidad para Condiciones Extremas

El S.N.I. puede estar sujeto a eventos que exceden en severidad a los que se consideran en la planificación y diseño. El objetivo de los análisis en condiciones extremas es obtener una indicación del desempeño del sistema en estas condiciones y proponer las medidas para evitar el colapso total del S.N.I. Las condiciones extremas que se deben analizar son las siguientes:

- Pérdida de la central de generación de mayor capacidad que esté operando en el sistema.
- Pérdida de todas las líneas de transmisión que compartan la misma servidumbre.
- Falla u operación errada de las protecciones de líneas de transmisión que por su carga puedan tener un alto impacto en la estabilidad del S.N.I.

4.3.2. CRITERIOS DE SEGURIDAD EN LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

- El CENACE deberá mantener la reserva rodante de generación de potencia activa requerida en cada hora, para la corrección de las desviaciones normales de la generación y de la demanda, así como en contingencias de generación y transmisión.
- El CENACE debe mantener la reserva operativa de potencia reactiva ajustada a los valores definidos en la etapa de Planeamiento, para permitir afrontar las perturbaciones y desconexiones de equipos de compensación.

- Por seguridad, en condiciones normales los transformadores deberán operar sin sobrecargas. En condiciones de emergencia, se aplicarán los porcentajes de sobrecarga que permita cada transformador.
- El CENACE y los centros de operación de generadores, transmisor y distribuidores, deben tomar las medidas de seguridad necesarias para la realización de toda maniobra, de tal forma de no sobrecargar transformadores, líneas o generadores y no afectar la calidad de servicio.
- En situaciones de emergencia y para evitar caída de voltajes fuera de los límites establecidos, que podrían conducir a un colapso de voltaje, el CENACE solicitará desconexiones manuales de carga o modificación de la generación.
- Por seguridad, y para garantizar la buena operación y vida útil de los equipos, no se deberán variar los voltajes fuera de los rangos establecidos.

4.3.2.1. Criterios de Confiabilidad

- El transmisor siempre debe operar el S.N.I. con el anillo troncal de 230 kV cerrado, bajo condiciones de operación normal.
- Se evitará en lo posible, la desconexión de líneas de transmisión, para el control de altos voltajes en el sistema, ya que provoca disminución de la confiabilidad del S.N.I. y de la vida útil de los interruptores.
- Por control de altos voltajes, no se deben abrir líneas de transmisión que involucren la apertura del anillo troncal de 230 kV, o la partición de redes malladas en sistemas de 138 kV.
- En las subestaciones con esquemas de doble barra principal, la distribución del número de posiciones se deberá realizar de manera equitativa en cada una de las barras, siempre con el acoplador de barras cerrado.
- La potencia de las unidades de la Central Paute debe ser distribuida de la manera más equitativa posible entre las fases AB y C.

4.3.3. PARÁMETROS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD

- La frecuencia objetivo del S.N.I. será 60.00 Hz y su rango de variación en condiciones de operación normal, mientras no se disponga de AGC estará entre 59.85 y 60.15 Hz.

- Los agentes, el transmisor y el CENACE deben tener la misma referencia de tiempo (hora patrón), a fin de uniformizar la ocurrencia de eventos.
- En condiciones de operación normal, los voltajes en las barras de 138 kV y 230 kV no deberán superar las tolerancias establecidas en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. En condiciones de emergencia o de maniobras, los voltajes no deberán superar una tolerancia de ± 10% de su valor nominal.
- En condiciones de operación normal, los voltajes en los puntos de entrega del transmisor a los distribuidores y/o grandes consumidores conectados al S.N.T. no deberán superar las tolerancias establecidas en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. En condiciones de emergencia, los voltajes no deberán superar una tolerancia de ± 7% de su valor nominal.
- Los distribuidores y grandes consumidores deben comprometer en cada uno de sus puntos de interconexión con el transmisor u otros agentes del MEM, un factor de potencia dentro de los límites establecidos en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
- El CENACE dispondrá a un generador la modificación de su potencia reactiva, de tal manera que en condiciones de operación normal no supere en ± 2 kV el voltaje de la barra de alto voltaje del generador.
- La máxima transferencia por las líneas de transmisión se considera como el menor valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los TCs, el límite por regulación de voltaje y el límite por estabilidad.
- Los límites de los transformadores en condiciones normales y de emergencia, deberán ser definidos por el propietario y validados por el CENACE.
- Los generadores, deberán mantener la reserva asignada para RPF, establecido en el despacho económico diario programado.
- El generador o generadores habilitados para realizar la regulación secundaria de frecuencia deberá cumplir con el porcentaje determinado por el CENACE

4.4. PROTECCIÓN DE GENERADORES Y DE SISTEMA

4.4.1. PRINCIPIOS DE PROTECCIONES [30]

El Sistema de Protecciones es el conjunto de elementos y circuitos de control asociados que se encuentran interconectados o dependientes entre sí, cuya función es proteger a un equipo o a un conjunto de equipos contra eventuales fallas o perturbaciones. Este conjunto de elementos operará bajo condiciones predeterminadas, usualmente anormales, desconectando un elemento del SEP o emitiendo una señal o ambas.

4.4.1.3. Componentes de un sistema de protecciones

4.4.1.3.1. Transformadores de Medida

Los transformadores de medida son los elementos que permiten obtener la información acerca de las condiciones de operación de un sistema de potencia. Existen dos tipos, los Transformadores de Potencial (TPs) y los de Corriente (TCs) Estos elementos suministran a los relés la información de las magnitudes de corriente y voltaje. Mediante el uso de TCs y TPs se logra aislar al sistema de protecciones del circuito de alta tensión, disponer de voltajes o corrientes en magnitudes normalizadas, efectuar medidas remotas y aplicarlas en la ejecución de las protecciones.

4.4.1.3.2. Relés

Los Relés son los dispositivos que reciben la información de los transformadores de medida y que son capaces de discriminar entre una condición normal y anormal del sistema. Cuando el relé detecta una condición anormal inicia su acción ("opera"), generalmente a través de contactos que se cierran o se abren y que, en forma directa o indirecta, habilitan los circuitos de apertura o desenganche de los interruptores de poder.

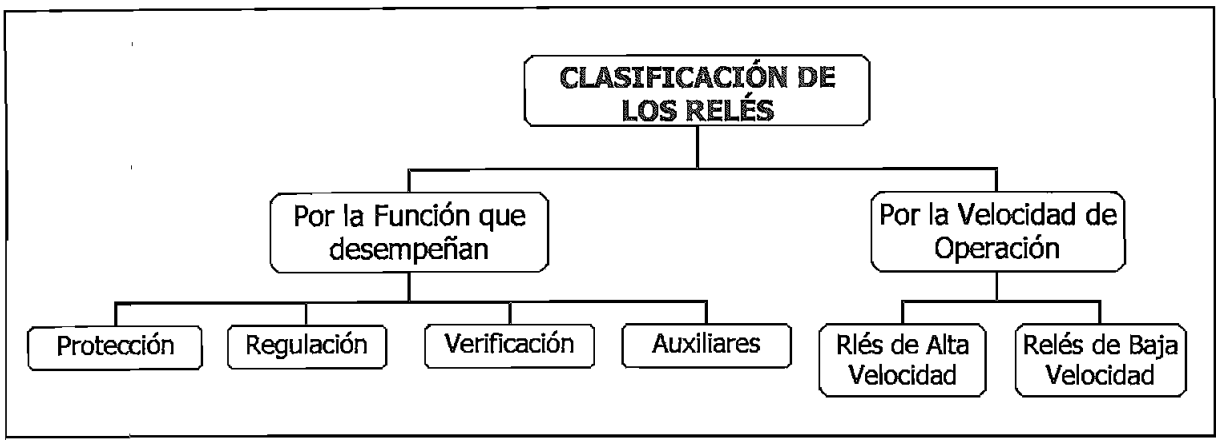


Figura 4.20. Clasificación de los relés

4.4.1.3.3. Disyuntores

Los disyuntores o interruptores de poder son elementos que cumplen con la función de aislar o desconectar los equipos, ya sea por operación de las protecciones o de las personas que manejan el sistema eléctrico. Se denominan interruptores de poder para diferenciarlos de otros dispositivos que no son capaces de interrumpir un circuito en condiciones de falla por no tener la capacidad de ruptura necesaria, aún cuando están diseñados para aislar partes del circuito.

4.4.1.3.4. Circuitos de Control

Los circuitos de control es el conjunto de elementos que interconectan a los tres componentes anteriores. Entre estos elementos se puede mencionar: cableados, regletas de conexiones, switches, relés auxiliares, lámparas de señalización, dispositivos anunciadores, etc. Los circuitos de control no solo se usan como parte de las protecciones, sino también como parte de los sistemas de medición y para la operación de subestaciones o centrales generadoras en forma remota o mediante un telecomando.

4.4.2. PROTECCIONES DE LOS GENERADORES DEL S.N.I.

Los generadores están expuestos a perturbaciones y experimentan cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. En muchos casos, el daño al equipo producido por estos eventos puede reducirse o evitarse mediante la protección apropiada del generador. Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: sobreexcitación, sobrevoltaje, pérdida de campo, corrientes desequilibradas, potencia inversa, y frecuencia anormal. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático [31].

La tecnología moderna ha producido equipos de protección (relés) digitales que poseen características de operación sofisticadas y además permiten configurar sistemas integrados de protección lo que los hace muy superiores a los relés electromecánicos.

Tabla 4.7. Nomenclatura de los Relés de Protección.

RELÉ	FUNCIÓN
21	Relé de distancia. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en la zona del generador.
24	Protección de V/Hz para sobreexcitación del generador.
32	Relé de potencia inversa. Protección de antimotorización.
40	Protección de pérdida de campo.
46	Protección de desbalance de corriente de secuencia negativa para el generador.
49	Protección térmica del estator.
51 GN	Relé de sobrecorriente a tierra con tiempo.
51 TN	Respaldo para fallas a tierra.
51 V	Relé de sobrecorriente de tiempo con control de tensión o restricción de tensión. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en el generador.
59	Protección de sobrevoltaje.
59 GN	Relé de sobrevoltaje. Protección de falla a tierra en el estator para un generador.
60	Relé de balance de tensión. Detección de fusibles fundidos de transformadores de potencial.

63	Relé de presión del transformador.
62 B	Timer de falla de interruptor.
64 F	Protección de falla a tierra del campo.
71	Nivel de aceite o gas del transformador.
78	Protección de pérdida de sincronismo.
81	Relé de frecuencia. Protección de baja o sobrefrecuencia.
86	Relé auxiliar de bloqueo y reposición manual.
87 G	Relé diferencial. Protección primaria de falla de fases del generador.
87 N	Protección diferencial de falla a tierra del estator.
87 T	Relé diferencial. Protección primaria para el transformador.
87 U	Relé diferencial para la protección total de generador-transformador.

4.4.3. PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE 230 kV DEL S.N.T. [32]

En general, las líneas de 230 kV del S.N.T. disponen de dos esquemas de protección llamados Protección Primaria y Protección Secundaria.

Las señales de corrientes que reciben los relés se provienen de un diferente juego de transformadores de corriente, en tanto que las señales de voltaje se toman de los divisores capacitivos de potencial de línea y de los transformadores de potencial de barra para la protección primaria y secundaria respectivamente.

Además, las líneas de 230 kV disponen de protecciones de sobrevoltaje y de falla del interruptor.

4.4.3.3. Protección Primaria

La protección primaria funciona en base al esquema de sobre alcance (POTT), esto es que se produce el despeje de la falla instantáneamente con confirmación, mediante la transmisión y recepción de disparo transferido en los dos extremos de la línea, a través del canal de comunicación que se dispone para el efecto.

Usualmente el criterio de ajuste es considerar un 150% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

El esquema de la protección primaria dispone de la función bloqueo de oscilación de potencia, cuyo objeto es bloquear el disparo del disyuntor en caso que la impedancia aparente registrada ingrese a la característica de operación del relé en un tiempo mayor que el de ajuste, que normalmente es de 40 ms.

Adicionalmente, este esquema dispone de la función "switch on to fault" (SOTF), cuya función es disparar instantáneamente, el disyuntor, cuando se energiza la línea con falla, y por esta razón, no requiere de confirmación a través del canal de comunicación (PLC).

Cuando se efectúa maniobras de transferencia de una posición de 230 kV debe tomarse en cuenta, que en la mayoría de los casos, queda indisponible la protección primaria.

En este esquema se encuentra disponible la función de recierre, la cual opera una sola vez, únicamente en líneas de doble circuito, cuando el disparo se produce por actuación de la protección de distancia mediante confirmación por "carrier", y bajo la consideración que la falla no haya sido trifásica y que el circuito adyacente al fallado se encuentra cerrado, siempre y cuando se verifiquen condiciones de barra viva - línea muerta o de sincronismo.

En el S.N.T., para la protección primaria, existen relés electromecánicos, numéricos y de estado sólido, de característica mho de un solo paso y de característica cuadrilateral.

Respecto a los relés numéricos, debe mencionarse que adicionalmente se dispone de la función de sobrecorriente de respaldo, y en el caso que se produzca una falla del canal de comunicación, estos operan en forma similar a la protección secundaria descrita a continuación.

4.4.3.4. Protección Secundaria

La protección secundaria funciona básicamente en base a la operación de tres zonas naturales, esto es que no requiere de confirmación de la falla desde el extremo remoto a través del canal de comunicación PLC.

La zona 1 es una protección instantánea ajustada aproximadamente al 85% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

La zona 2 opera temporizadamente, y su objeto principal, es proteger el tramo de línea no protegido por la zona 1. El esquema es el siguiente:

Za = 120 % de la línea protegida
Zb = 100 % de la línea protegida + 50 % de la línea adyacente más corta
Zc = 100 % de la línea protegida + 85 % de la línea adyacente más corta
Zd = Zapp para una falla al 85 % de la línea adyacente más corta con el interruptor abierto
Ze = Zapp para una falla en la barra de otro nivel de tensión de la subestación adyacente

La zona 3 opera temporizadamente, y su objetivo es proporcionar protección de respaldo tanto para la línea protegida como para las líneas adyacentes.

Zf = 120 % (línea protegida + línea adyacente más larga)
Zg = 100 % de la línea protegida + 80 % del transformador
Zh = Zapp para una falla al 100% de la línea adyacente más larga con el interruptor abierto
Zi = Zapp para una falla en la barra de otro nivel de tensión de la(s) subestación(es) adyacente(s)

Adicionalmente el esquema de la protección secundaria, dispone de la función bloqueo de oscilación de potencia, cuyo objeto es bloquear el disparo del disyuntor en caso que la impedancia aparente registrada ingrese a la

característica de operación de las zonas 2 y 3 del relé, en un tiempo mayor que el de ajuste, que normalmente es de 40 ms.

En el S.N.T., para la protección secundaria, básicamente en la actualidad se emplean relés electromecánicos, numéricos y de estado sólido, cuya característica es tipo mho de tres zonas.

4.4.3.5. Protección de sobrevoltaje

En el circuito 1 de las líneas de doble circuito, existe la protección de sobrevoltaje, cuya función es disparar este circuito en caso de registrar sobrevoltajes inadmisibles, lo que contribuirá a un control automático del voltaje.

4.4.3.6. Protección de Falla del Interruptor

La protección de falla del interruptor es una protección de respaldo local, esto es que opera en la misma subestación. Su función es producir el disparo de la barra a la que se halla conectado el disyuntor que no dispara, una vez que se haya registrado la orden de disparo, por actuación de las protecciones de distancia.

Básicamente esta protección está constituida por un relé detector de falla (50BF) ajustados para censar la mínima corriente de falla, y un relé de tiempo (62BF), ajustado entre 250 y 300 ms, para el disparo.

4.4.4. PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE 138 kV DEL S.N.T.

En las líneas de 138 kV, básicamente se dispone de la protección secundaria, como lo descrito para el caso de líneas de 230 kV. Sin embargo, debe indicarse que en algunas líneas de 138 kV, además está implementado el esquema de la protección primaria.

La protección de falla del interruptor está igualmente presente, puesto que esta protección por diseño consta en todas las posiciones del S.N.T.

4.4.5. PROTECCIONES DE LAS POSICIONES DE 69 Y 34,5 kV

Estas posiciones corresponden al punto de conexión del sistema de subtransmisión de las Empresas Eléctricas de Distribución, y tienen como elementos de protección, relés de sobrecorriente de fase y tierra.

4.4.6. PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES

En el S.N.T. se dispone de autotransformadores y transformadores de tres devanados, de varias capacidades con relaciones de transformación de 230/138/13.8 kV, 230/69/13.8 kV, 138/69/13.8 kV y 138/46/13.8 kV.

A mas de las protecciones mecánicas inherentes (buchholz, sobretemperatura de devanados y aceite, etc.), se dispone de la protección diferencial como protección primaria de este equipo, y como protección de respaldo, los relés de sobrecorriente de fases ubicados en el lado de alto voltaje, y de la protección de sobrecorriente de neutro, ubicada, normalmente en el punto de tierra del autotransformador. Los relés utilizados, son en su mayoría electromecánicos.

En el devanado terciario de los autotransformadores, se conectan, reactores, capacitores y servicios auxiliares, disponiéndose actualmente según los casos, la protección de 13.8 kV, mediante el empleo de relés de sobre corriente y seccionadores fusibles.

Adicionalmente, considerando que la conexión del devanado terciario es en delta, se dispone a través de transformadores de potencial conectados en delta abierto, de la protección contra falla a tierra del terciario, cuya función es únicamente proporcionar la alarma correspondiente.

4.4.7. PROTECCIONES DE BARRAS

En las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión, se utiliza el esquema de doble barra a nivel de 230 kV, y barra principal y transferencia a nivel de 138 y 69 kV. El esquema de protección utilizado es la protección diferencial, generalmente utilizando relés electromecánicos de alta impedancia.

También se dispone de relés de voltaje, cuya función es proporcionar la alarma correspondiente, cuando se registren bajos o sobrevoltajes.

4.4.8. PROTECCIONES DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – COLOMBIA A 230 kV

El sistema de protección de la interconexión a 230 kV entre las subestaciones Pomasqui y Jamondino en Ecuador y Colombia respectivamente, utiliza relés numéricos, razón por la cual en adición a lo expresado anteriormente para el sistema de protecciones, se deben realizar las siguientes puntualizaciones:

Existen dos canales de comunicación a través del sistema de fibra óptica, uno para la protección primaria y otro para la protección secundaria, razón por la cual, son protecciones redundantes que operan en base al esquema de sobrealcance con confirmación, y en el caso de pérdida del canal de comunicación, mediante zonas naturales.

El bloqueo de oscilación de potencia de la protección de distancia, se encuentra habilitado para las tres zonas, por recomendación de los Centros de Despacho CENACE de Ecuador y CND de Colombia.

Para fallas de alta impedancia a tierra, se ha implementado en los relés de distancia, la operación de la función direccional de sobrecorriente a tierra (67N), mediante el esquema de comparación direccional, utilizando un canal de comunicación independiente de los canales de la función de distancia.

Adicionalmente se dispone de protección de sobrecorriente direccional de respaldo.

Como requerimiento para la protección de los sistemas (Ecuador y Colombia), existe un relé de separación de áreas, cuya función es disparar la interconexión, en caso que se registren desviaciones a los valores definidos en los estudios conjuntos por parte del CENACE y CND. Del resultado de los mismos, actualmente esta protección disparará la interconexión en la subestación Pomasqui cuando se registren los siguientes casos: sobre voltaje superior a 258 kV, bajo voltaje inferior a 176 kV, flujo de potencia Ecuador - Colombia superior a 252 MW y flujo de potencia Colombia - Ecuador superior a los 378 MW.

Se dispone de un cuarto canal de comunicación dedicado para cuando se requiera efectuar el disparo de la interconexión en los dos extremos, mediante el envío de disparos transferidos directos, tales como los ocasionados por la actuación del esquema de separación de áreas, falla de interruptor o por la protección diferencial de barras.

4.4.9. PROTECCIONES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La Protección de los Sistemas Eléctricos de Distribución tiene una gran importancia provocada por el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y la exigencia de un suministro de energía a los consumidores con una calidad de servicio cada vez mayor.

Por este motivo, en los sistemas de distribución se utilizan varios elementos destinados a brindar la protección adecuada del sistema y asegurar una alta confiabilidad del servicio. Los elementos de protección usados son:

- Fusibles
- Reconectadores automáticos
- Seccionalizadores

La subestación de distribución dispone de una serie de relés que detectan variaciones en las variables del sistema eléctrico de distribución y provocan la apertura de los disyuntores de la subestación desconectando los elementos que necesiten ser aislados, sean estos alimentadores (desconexión de carga), barras o transformador. Entre los relés de protección más utilizados están:

Protecciones de alto voltaje

Para la barra: Protección Diferencial (87).
Para las líneas: Protección de Distancia (21), de Sobrecorriente (50BF), de Energización Inadvertida (67N, 67, 67+N), de Bajo Voltaje (27), de Bloqueo (86BF1-BF2) y los relés 94 y 62.

Protecciones de bajo voltaje

La protección de barra y alimentadores en bajo voltaje es de sobrecorriente (51).

Protecciones del Transformador y Alimentadores

Protección Diferencial (87TA), de Sobrecorriente (51), de Baja Frecuencia (81.1) y el relé 94. Además, los alimentadores tienen un relé de recierre.

El relé de baja frecuencia es el encargado de realizar la desconexión de carga cuando el nivel de frecuencia llega a los valores establecidos en el *EAC*.

4.5. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

Los sistemas eléctricos, ante perturbaciones que provocan un fuerte desequilibrio entre oferta y demanda debido a un déficit imprevisto de generación o a fallas en la red de transmisión que ocasionan la caída de la frecuencia con riesgo de pérdida del sincronismo en todo el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) o en un área en particular, requieren la recuperación del equilibrio oferta - demanda mediante la implantación de un Esquema de Alivio de Carga por baja frecuencia.

El CENACE mediante estudios dinámicos, debe determinar para el S.N.I. el número de pasos a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada paso y la temporización correspondiente.

El Esquema de Alivio de Carga que estuvo aplicado el 1 de marzo de 2003 es el mostrado en la tabla 4.8

Tabla 4.8. Esquema de alivio de carga vigente en marzo de 2003 [11].

PASO	FRECUENCIA (Hz)	TIEMPOS DE ACTUACIÓN (CICLOS)	% DE DESCONEXIÓN	% ACUMULADO
1	59.2	12	3	3
2	59.0	12	3	8
3	58.8	12	8	16
4	58.6	12	8	26
5	58.4	12	8	36
6	58.2	12	18	48

4.6. SECUENCIA DEL COLAPSO

4.6.1. ANTECEDENTES

A las 09:41 del 1 de marzo del 2003 se produjo el Colapso total del S.N.I. Previo al colapso se produce la salida de la línea Yumbo – San Bernardino de 220 kV de la zona Sur Occidental de Colombia, y posteriormente la apertura de la línea Páez – San Bernandino de 220 kV. La transferencia desde Colombia a Ecuador en ese instante era de 236.3 MW [13].

4.6.2. EVENTOS OCURRIDOS EN EL SISTEMA COLOMBIANO

La secuencia de eventos que provocó la salida de la línea Yumbo – San Bernardino de 220 kV en el área colombiana se describe en la tabla 4.9.

Tabla 4.9. Eventos ocurridos en el sistema colombiano [33].

TIEMPO (ms)	EVENTO
0	Falla de alta impedancia fase A en el circuito san Bernardino – Yumbo
212	Incremento de corriente de falla fase A y de neutro
247	Arranque de protección 67 N correspondiente a las PL1 y Pl2 de Yumbo
421	Arranque protección distancia PL1 y PL2 de Yumbo
452	Disparo fase A Int L170 BL San Bernardino – Yumbo. Operó protección distancia PL1
487	Arranque protección distancia PL2 de Yumbo
1267	Desenganche definitivo protección distancia PL2 de Yumbo
1289	Recierre monopolar interruptor L170 B1 San Bernardino – Yumbo
1359	Disparo tripolar interruptor L170 B1 San Bernardino – Yumbo. Por cierre en falla
1581	Disparo tripolar interruptor L270 B1 Yumbo - San Bernardino
146900	Disparo interruptor M200 Subestación Páez por sbrecorriente
149040	Disparo tripolar interruptor L330 B1 Jamondino – Pomasqui 1. Por sobrevoltaje
149090	Disparo tripolar interruptor L310 B1 Jamondino – Pomasqui 2. Por sobrevoltaje

De acuerdo a esta secuencia se desconoce que eventos ocurrieron entre el tiempo correspondiente a los 1581 ms momento en el que se abre la línea Yumbo – San Bernardino y los 146900 ms, que corresponden a 2.44 minutos instante en el que se abre por sobrecorriente el interruptor M200 de la S/E Páez.

4.6.3. EVENTOS OCURRIDOS EN EL SISTEMA ECUATORIANO

El resumen de los eventos relevantes ocurridos en el sistema ecuatoriano durante la contingencia, los mismos que se obtuvieron del sistema de tiempo real del CENACE, se muestran en la tabla 10.

Tabla 4.10. Eventos ocurridos en el sistema ecuatoriano [33].

HORA	EQUIPO	EVENTO
09:40:30	SANTA ROSA	Low warning - Bajo voltaje - 223.10 kV
09:41:11	MOLINO U5	SPC - P Regulation
09:42:10	TG3	18 MW

09:42:40	TG3	0 MW
09:43:38	Agoyán - 138 kV	Voltaje 0 kV
09:45:18	G. Zevallos TV2	Paro manual
09:45:42	Río 230 - Molino	Distancia - desbloqueado después de oscilación
09:45:49	SIST. - S.N.I.	Demasiado tiempo en Emergencia
09:46:11	C.Trinitaria - 138 kV	Voltaje 0 kV
09:47:49	SYST - S.N.I.	Demasiado tiempo en Emergencia

4.6.4. COMPORTAMIENTO DEL ESQUEMA DE SEPARACIÓN DE ÁREAS Y ERROR DE CONTROL DE ÁREA

Luego de ocurrida la falla en la línea Yumbo – San Bernardino, el sistema ecuatoriano alimentó una carga de 170 MW del sur de Colombia durante 150 ms. El flujo de potencia por la interconexión cambió bruscamente causando la variación del error de control de área del S.N.I.

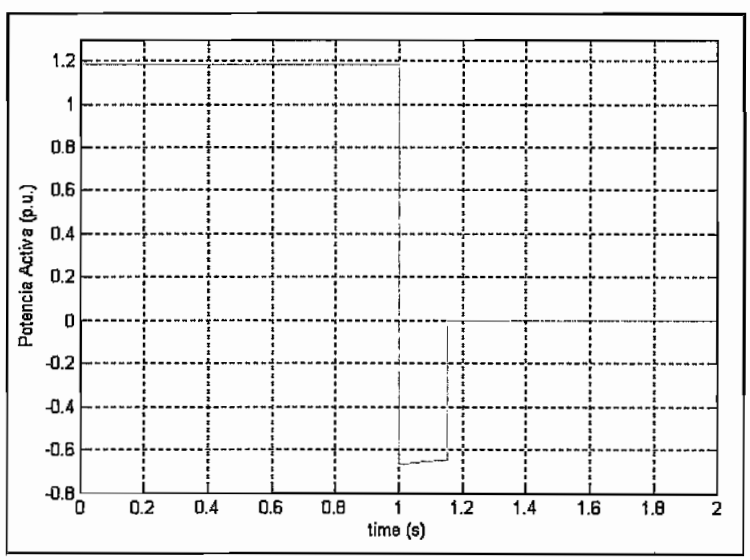


Figura 4.21. Flujo de potencia por la interconexión

El flujo de potencia por la interconexión cambió de sentido, luego de lo cual actuaron los relés de bajo voltaje de la interconexión y operando el esquema de separación de áreas.

En la figura 4.21 se observa el cambio del sentido del flujo luego de la falla (la falla inicia a 1 s de la simulación).

En el instante que se produjo la falla en el sur colombiano, los generadores del S.N.I. aportaron por RPF 406,3 MW, 236,3 MW que se dejaron de importar y 170 MW de la carga que tuvo que ser alimentada por el periodo de 150 ms.

Luego de que actuó el esquema de separación de áreas, la frecuencia comenzó a caer con una velocidad de 0,9 Hz/s, como se observa en la figura 4.22 (la falla se produce al inicio de la simulación).

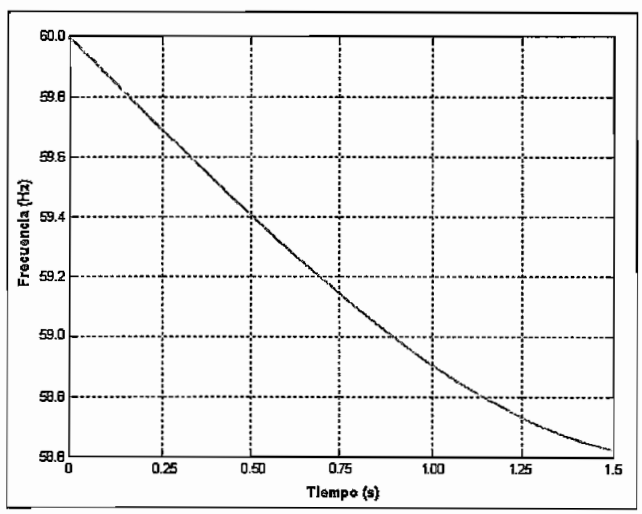


Figura 4.22. Caída de la frecuencia en el sistema ecuatoriano

Una vez abierta la interconexión, el ECA dejó de funcionar y de enviar las señales al AGC, luego de lo cual comenzaron a actuar las protecciones contra desbalances generación – carga del sistema ecuatoriano, operando los diferentes pasos del EAC.

4.7. INFORME DEL ACCIONAMIENTO DE PROTECCIONES

4.7.1. DISPARO DE GENERADORES

La tabla 4.11 muestra la frecuencia de disparo de los generadores y el flujo la potencia que entregaban los generadores, en el instante previo a la falla. Es

necesario señalar, la inadecuada calibración de las protecciones de baja frecuencia de los generadores.

Primero, hay que recordar que las turbinas térmicas de vapor y de gas son muy sensibles cuando operan con frecuencias anormales. Al estar calibrada la protección de baja frecuencia de las unidades de gas y de vapor en 54,27 Hz, se afecta significativamente la vida útil de las turbinas, vea la figura 2.7.

Por otro lado, las turbinas hidráulicas presentan mayor flexibilidad para bajo frecuencias diferentes a la nominal. La central Marcel Laniado de Wind tenía calibrada su protección de baja frecuencia en 58,38 Hz, lo que implica que las unidades de la central se dispararon indebidamente a una frecuencia en la cual la central podía seguir en operación y aportar con la recuperación del sistema luego de ocurrida la contingencia.

Tabla 4.11. Flujo de Potencia y Frecuencia de disparo de generadores [34]

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	MW	MVAR	Frecuencia Disparo (Hz)
Hidropaute	Paute	U1,5 y 7	126	12	54.27
Hidroagoyán	Agoyán	U1,2	146.1	10	54.27
Hidroagoyán	Pucará	U1	34.3	-	56.40
Hidronación	M.L.Wind	U2,3	113.77	-6.72	58.38
Electroguayas	Trinitaria	U1	125.6	-1	54.27
Electroguayas	G.Zevallos	U2	50	2	54.27
Termoesmeraldas	Esmeraldas	U1	121.8	0	58.60
Machala Power	Machala	UA	65	2	54.27
Termopichincha	Santa Rosa	U3	3.8	-2	54.27
Termopichincha	Guangopolo	U4	5.1	2	54.27
Electroecuador	Anibal Santos	Vapor	15	2	54.27
Electroecuador	Guayaquil	U3	8	0	54.27
E.E.Quito	Cumbaya+Nayón	U	35	2	54.27
E.E.Quito	Guang+Pas+Chillos	U	14.1	3	54.27
Elecaustro	El Descanso	U1,2,4	12.6	4	54.27
Elecaustro	Saymirin+Saucay	U	19	9.1	54.27
E.E.Riobamba	Alao y Río Blanco	U	11.4	3.3	54.27

4.4.7.1. Accionamiento de protecciones en la central Paute

Las siguientes tablas indican la operación de relés y alarmas en Paute.

Tabla 4.12. Interruptores operados [35].

HORA	INTERRUPTOR N°	RELÉS	
09H42	152-2U1 152-2U5 252-2U7	**DUPLEX**	U1: 150-U1BFA, 150-U1BFB, 150-U1BFC U2: 150-U5BFA, 150-U5BFB, 150-U5BFC U7: Ninguno
		UCB	U1: 751-GMVA, 751-GMVB, 786-SPN / E U5: 751-GMVA, 751-GMVC, 786-SPN / E U7: 86M-U7, 86E-U7

Tabla 4.13. Alarmas Activadas [35]

HORA	DESCRIPCIÓN DE ALARMAS	
09H42	**UCB**	U1: Sobrecorriente con restricción de voltaje U5: Sobrecorriente con restricción de voltaje U7: Emergencia mecánica 86M Emergencia Eléctrica 86E
	DX	U1: Disparo 786 – SPE ó 786 SPT U5: Disparo 786 – SPE ó 786 SPT U7: Emergencia mecánica 86M Emergencia Eléctrica 86E

Al descender la frecuencia a 54.27 Hz, y debido a las condiciones de operación de la central: dos unidades en control AGC y la última excluida inyectores; no se pudieron ejecutar maniobras de control de frecuencia. Ante la falla las unidades en Paute se disparan por sobrecarga habiendo llegado a valores de:

- U1: 60 MW con 3 inyectores
- U5: 110 MW con 6 inyectores
- U7: 125 MW con 6 inyectores

En coordinación con CENACE se inicia el proceso de reestablecimiento del sistema, se arranca el generador de emergencia para el control de la parada de

unidades y el arranque en negro. A las 10:15 se acopla a la Barra de 138 kV la primera unidad y se reestablece la alimentación de servicios auxiliares en la Central y se notifica al CENACE la disponibilidad de las unidades de Paute para el reestablecimiento total del sistema.

4.8. ESTUDIO DE LOS DIAGRAMAS DINÁMICOS

A continuación se presenta un análisis de los diagramas dinámicos de las variables asociadas a la subestación Molino, obtenidos en base de los registros del Sistema Registrador de Perturbaciones de Potencia (SRPP) de la central Paute. Los diagramas son útiles para entender la dinámica del sistema antes durante y después de la perturbación. Además, gracias a los datos registrados se pueden identificar los puntos críticos de las curvas. Identificar los puntos críticos de las gráficas es sumamente importante, pues estos están asociados con las perturbaciones del sistema tales como apertura de líneas, seccionamiento de carga o salida de generadores.

Estos diagramas sirven además para validar los resultados de la simulación realizada en el programa Power Factory.

Los registros realizados por el SRPP en la central Paute muestran el comportamiento de las variables del sistema: la frecuencia, voltaje en las barras de 230 kV y 138 kV de la S/E Molino, los flujos por las líneas Molino - Milagro, Molino - Pascuales, Molino – Totoras, Molino – Riobamba, Molino - Cuenca, flujos por los transformadores de 230/138 kV AT1 y AT2. Se cuentan con registros desde las 09:41:16,22 hasta 09:41:36,22.

4.8.1. RESPUESTA DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA

La figura 4.23 muestra el comportamiento de la frecuencia medida en la subestación Molino desde pocos segundos antes que ocurra la falla hasta cuando el sistema colapsa a las 09:41:36.

La frecuencia presenta un comportamiento estable desde las 09:41:16,22 hasta las 09:41:19,74 tiempo en el cual ocurre la falla; luego se presenta un descenso rápido desde 59.89 Hz hasta 58,53 Hz con una pendiente de -0,89 Hz/s; a continuación la frecuencia aparentemente se estabiliza durante 4 s, tomando valores entre 58.4 Hz y 58,49 Hz; a las 09:41:25,34 inicia un nuevo descenso con una pendiente de -0,41 Hz/s, hasta alcanzar valores de frecuencia inoperativos, a pesar de que la pendiente disminuye durante los últimos segundos.

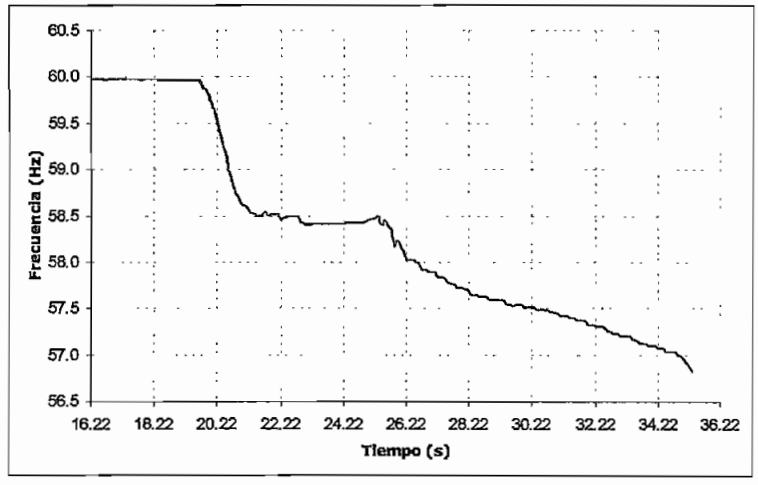


Figura 4.23. Frecuencia del Sistema Ecuatoriano medida en la S/E Molino

La siguiente tabla muestra un detalle de los puntos críticos de la curva:

Tabla 4.14. Puntos críticos de la Frecuencia del Sistema

Nº	Hora	*f* (Hz)	Δt (s)	Δ*f* (Hz)	Δ*f* /Δt (Hz/s)
0	09:41:16:22	59,98	-	-	-
1	09:41:19:74	59,89	3,52	-0,09	-0,03
2	09:41:21:26	58,53	1,52	-1,36	-0,89
3	09:41:25:34	58,49	4,08	-0,04	-0,01
4	09:41:26:54	58,00	1,2	-0,49	-0,41
5	09:41:30:30	57,51	3,76	-0,49	-0,13
6	09:41:34:22	57,07	3,92	-0,44	-0,11
7	09:41:35:34	56,82	1,12	-0,25	-0,22

4.8.2. RESPUESTA DEL VOLTAJE EN LAS BARRAS DE 138 kV Y 230 kV

Inicialmente el voltaje de la barra de 230 kV de la S/E Molino está en 236 kV (1,026 pu) y el de la barra de138 kV en 141 kV (1,021 pu). Las figuras 4.24 y 4.25 muestran el comportamiento del voltaje en las barras de la subestación, la similitud entre los dos gráficos es evidente, por está razón se analiza únicamente el voltaje de la barra de 230 kV.

A las 09:41:19 se observa una perturbación transitoria considerable, que posiblemente se debe a la contingencia en el sistema colombiano, cuya duración está alrededor de 2 s. Durante esta perturbación el voltaje cae hasta 230 kV y regresa a 235 kV, luego de lo cual se presentan voltajes operativos considerados normales en el orden de 234,5 kV durante 4 s; sin embargo, a las 09:41:25:42 se presenta una pequeña perturbación que reduce al voltaje hasta 233 kV; el sistema se recupera pero ahora el voltaje presenta una característica decreciente durante 9 segundos. Finalmente el voltaje cae repentinamente desde 232,5 kV hasta 230,8 KV a las 09:41:35, instante en el cual la frecuencia está en 56,82 Hz.

La siguiente tabla muestra los puntos críticos de la curva de voltaje.

Tabla 4.15. Puntos críticos del voltaje de la S/E Molino.

Nº	Hora	*f* (Hz)	*V* (kV)	ΔV (kV)	Δt (s)	ΔV /Δt (kV/s)
0	09:41:16:22	59,98	235,97	-	-	-
1	09:41:19:66	59,97	235,94	-0,03	3,44	-0,01
2	09:41:19:74	59,89	237,81	1,87	0,08	23,38
3	09:41:20:30	59,41	229,88	-7,93	0,56	-14,16
4	09:41:21:42	58,52	235,33	5,45	1,12	4,87
5	09:41:25:34	58,49	234,48	-0,85	3,92	-0,22
6	09:41:25:42	58,40	233,07	-1,41	0,08	-17,62
7	09:41:26:22	58,03	235,21	2,14	0,80	2,68
8	09:41:35:02	56,97	232,52	-2,69	8,80	-0,31
9	09:41:35:34	56,82	230,83	-1,69	0,32	-5,28

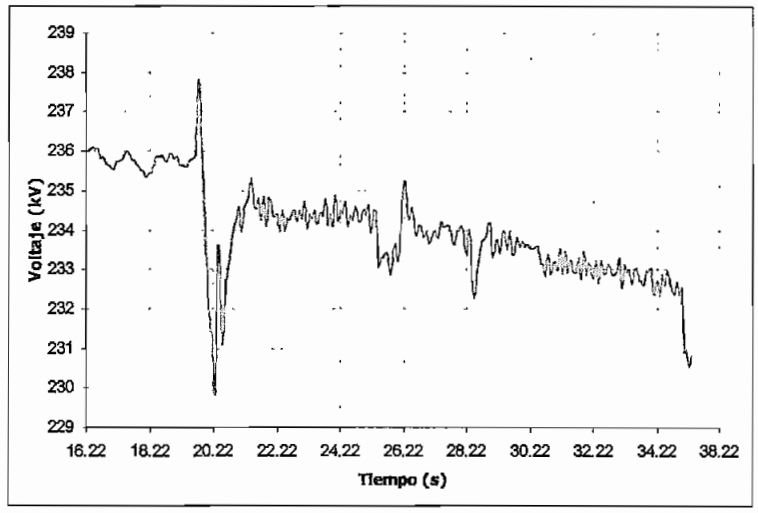


Figura 4.24. Voltaje Medido en la Barra de 230 kV de la S/E Molino

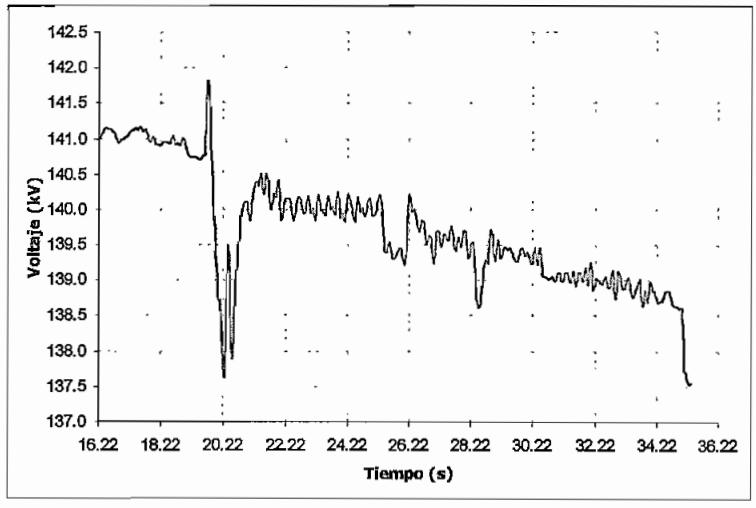


Figura 4.25. Voltaje Medido en la Barra de 138 kV de la S/E Molino

4.8.3. FLUJOS POR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CONECTADAS A LA S/E MOLINO.

La figura 4.26 ilustra el flujo de potencia pre-falla por las líneas que salen de la subestación Molino. Esta subestación estaba entregando 68,9 MW a Pascuales, 84,54 MW a Milagro y 53,04 MW a Cuenca; por otra parte recibía potencia de Totoras y Riobamba en el orden de 40,1 MW y 37,2 MW respectivamente. La potencia que entregaban los generadores de Paute (unidades 1, 5 y 7) es 135 MW y 12 MVAr.

Hay que recalcar, que el mes de marzo de 2003 fue un mes seco, por esa razón se encontraban en operación únicamente tres unidades de la central Paute.

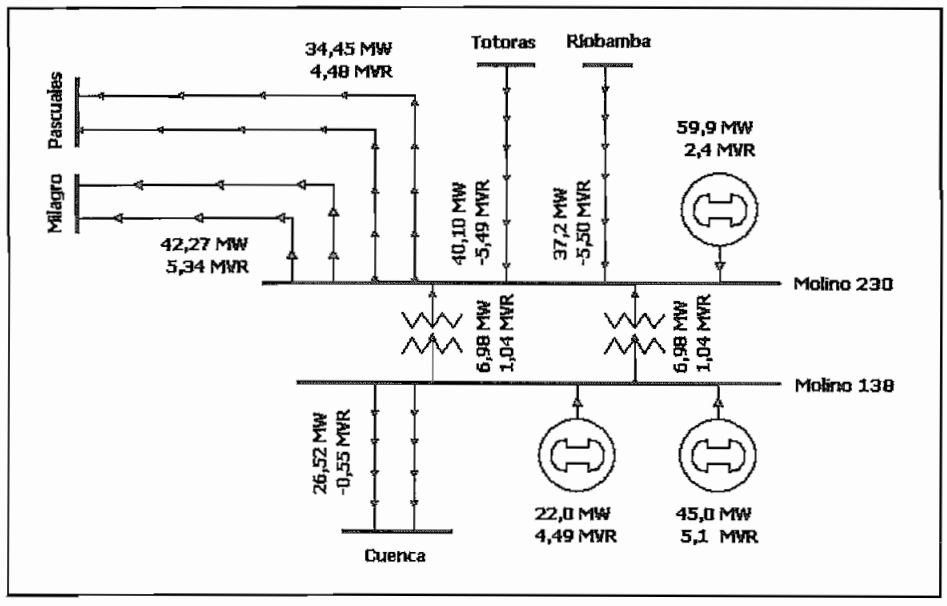


Figura 4.26. Flujo de Potencia Pre-Falla en la S/E Molino

Las figuras 4.27 hasta 4.32, muestran los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas Molino-Milagro, Molino-Pascuales, Molino-Totoras y Molino-Riobamba.

El flujo de potencia activa por la línea Molino-Totoras presenta un considerable cambio al pasar de -40,2 MW a las 09:41:19:66 a 28,3 MW en 1,3 segundos. Este cambio repentino evidentemente corresponde al instante en que se abre la línea Yumbo-San Bernardino y el flujo desde Paute hacia Totoras debe aumentar debido a que se pierde el aporte desde Colombia y además se alimenta a la carga del Sur de este país. El transitorio de potencia desde Molino a Totoras dura poco tiempo pues luego de menos de 1s, el flujo pasa nuevamente a ser negativo y se estabiliza alrededor de -7 MW, lo que indica que se abrió la línea Pomasqui-Jamondino, con lo cual se dejó de alimentar la carga del sur de Colombia. 4 segundos después ocurre otra perturbación pero de menor magnitud al cambiar el flujo de 0 MW a -12 MW a las 09:41:26, esta parte se justifica con la salida de Termoesmeraldas y Daule Peripa, pues el flujo de Totoras a Paute aumenta para abastecer la carga de la zona Pascuales (Guayaquil). Luego de esto no existen

mayores cambios hasta el momento en el que el sistema colapsa a las 09:41:35:34 y el flujo es de -16,5 MW.

Tabla 4.16. Puntos críticos del flujo de Potencia por la línea Molino Totoras.

Nº	Hora	*f* (Hz)	P (MW)	ΔP (MW)	Δt (s)	ΔP /Δt (MW/s)
0	09:41:16:22	59,98	-40,1	-	-	-
1	09:41:19:66	59,97	-40,22	-0,12	3,44	-0,03
2	09:41:20:54	59,02	28,29	68,51	0,88	77,85
3	09:41:21:82	58,51	-7,54	-35,83	1,28	-27,99
4	09:41:25:82	58,17	0,02	7,56	4,00	1,89
5	09:41:27:58	57,78	-12,01	-12,03	1,76	-6,84
6	09:41:35:02	56,97	-8,76	3,25	7,44	0,44
7	09:41:35:34	56,82	-16,52	-7,76	0,32	-24,25

El flujo de potencia activa por la línea Molino-Milagro presenta una característica singular, pues luego de ocurrir la perturbación inicial el flujo baja desde 34,3 MW a las 9:41:19 hasta aproximadamente 24 MW, permanece estable durante 1 segundo, y luego empieza a crecer continuamente hasta alcanzar el valor de 60 MW a las 09:41:35. Este comportamiento no tiene explicación lógica puesto que el flujo de potencia naturalmente debería disminuir luego de ocurrir la falla y más aún cuando actúa el esquema de alivio de carga. El decremento inicial del flujo de potencia hacia Milagro se puede justificar con la alimentación de Ecuador a la carga del sur de Colombia. Pero luego de abrirse la línea Pomasqui-Jamondino curiosamente el flujo empieza a aumentar por aproximadamente 5 segundos, a pesar que durante ese lapso operaron los 4 pasos del esquema de alivio de carga.

No hay una razón simple para explicar el aumento del flujo de potencia de Paute a Milagro pues Termoesmeraldas y Daule Peripa continuaban operando hasta ese momento.

El flujo de potencia por la línea Molino-Pascuales es similar al de la línea Molino-Milagro. Entonces se cree que el problema se encuentra en la Zona de

Pascuales, es decir en la carga que corresponde a la provincia de Guayas (especialmente Guayaquil). Las posibles razones son las siguientes:

- Incumplimiento en el EAC.
- Pérdida de Generación en la Zona Pascuales.
- Comportamiento especial de la carga de Guayaquil

La primera no tiene fundamentos pues a pesar que se haya incumplido con el EAC, que frecuentemente ocurre, no hay razón que justifique el incremento de carga. La segunda tampoco es aceptable, ya que no existen registros de que alguna central haya salido en ese instante. Además los datos presentados por el CENACE indican que la frecuencia de disparo de las unidades de generación de la zona estaba en el orden 54,27, por lo cual era imposible que alguna de las centrales haya salido de servicio. Entonces la razón que puede explicar el crecimiento del flujo de potencia por la línea Molino-Milagro y por la línea Molino-Pascuales, se basa en el comportamiento de la carga de Guayaquil durante la perturbación.

La tabla 4.17 Muestra el detalle de los puntos críticos de la curva del flujo de potencia por la línea Molino-Milagro. La curva se presenta en la figura 4.27.

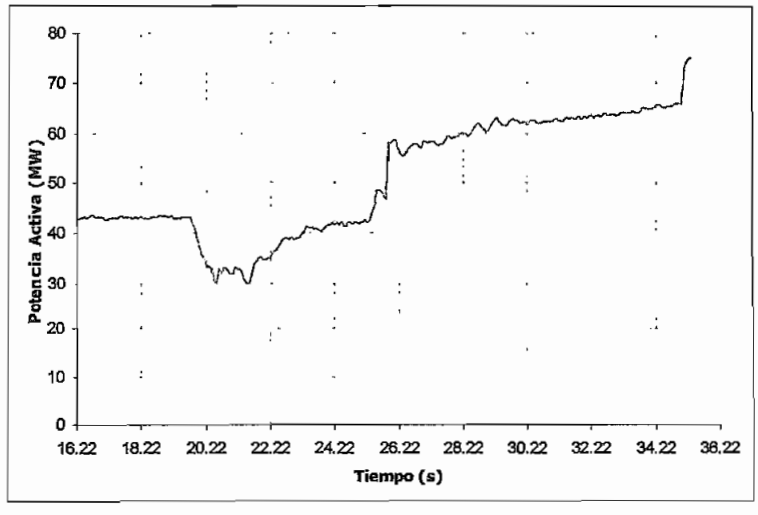


Figura 4.27. Flujo de Potencia Activa medido por la L/T Molino – Milagro

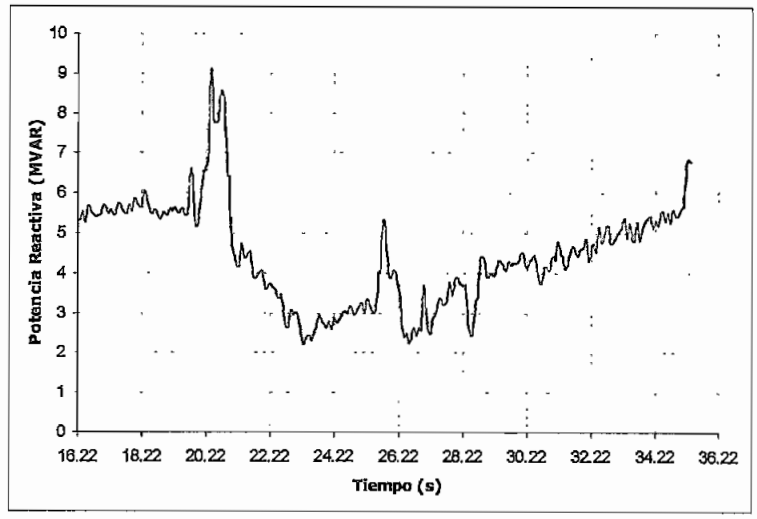


Figura 4.28. Flujo de Potencia Reactiva medido por la L/T Molino – Milagro

Tabla 4.17. Puntos críticos del flujo de Potencia por la línea Molino Milagro.

Nº	Hora	*f* (Hz)	P (MW)	ΔP (MW)	Δt (s)	ΔP /Δt (MW/s)
0	09:41:16:22	59,98	34,43	-	-	-
1	09:41:19:82	59,87	33,39	-1,04	3,60	-0,29
2	09:41:20:54	59,02	24,33	-9,06	0,72	-12,58
3	09:41:21:50	58,5	24,37	0,04	0,96	0,04
4	09:41:25:34	58,49	33,86	9,49	3,84	2,47
5	09:41:27:18	57,84	46,73	12,87	1,84	6,99
6	09:41:35:02	56,97	52,88	6,15	7,84	0,78
7	09:41:35:34	56,82	60,21	7,33	0,32	22,91

La tabla 4.17 muestra que el flujo de potencia por la línea Molino Milagro presenta una pendiente (ΔP/Δt) positiva luego de aproximadamente 2 segundos de haber ocurrido la falla. Entre el punto 3 (09:41:21:50) y el punto 4 (09:41:25:34) la variación 2,47 MW/Hz, entre estos puntos la frecuencia del sistema presenta una aparente recuperación (vea la tabla 4.14). El período entre los puntos 3 y 4 es quizá el más significativo del análisis, pues los datos que hemos presentado nos llevan a suponer que el crecimiento de carga en el sector de Pascuales fue lo que evitó la recuperación de la frecuencia del sistema y que posteriormente causo la salida de las centrales Termoesmeraldas y Marcel Laniado.

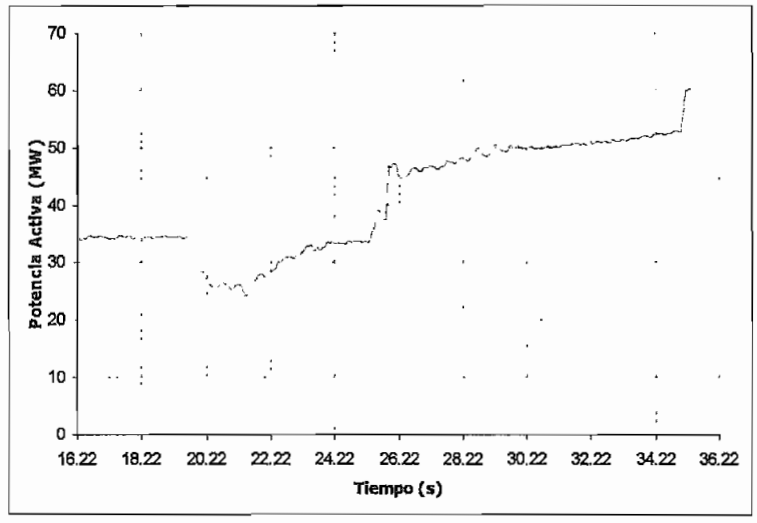


Figura 4.29. Flujo de Potencia Activa medido por la L/T Molino – Pascuales

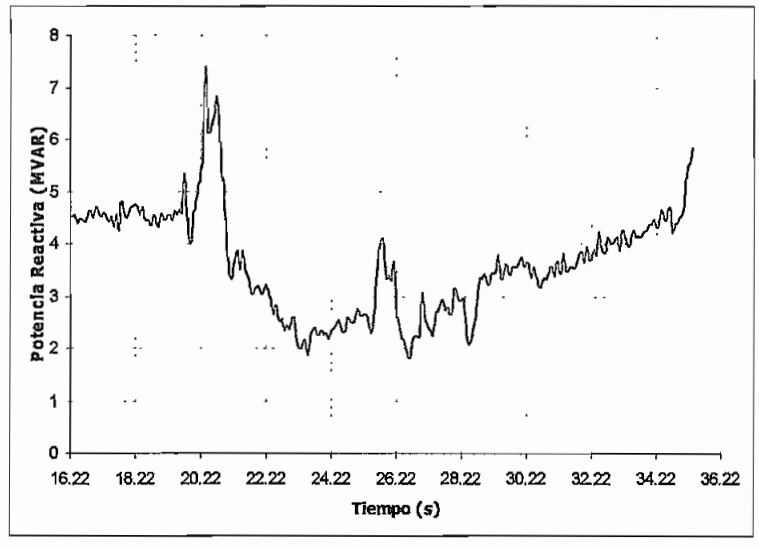


Figura 4.30. Flujo de Potencia Reactiva medido por la L/T Molino – Pascuales

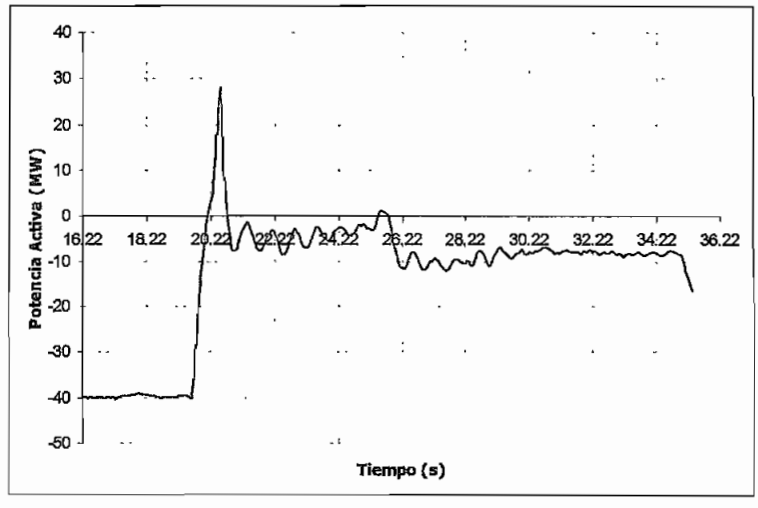


Figura 4.31. Flujo de Potencia Activa medido por la L/T Molino – Totoras

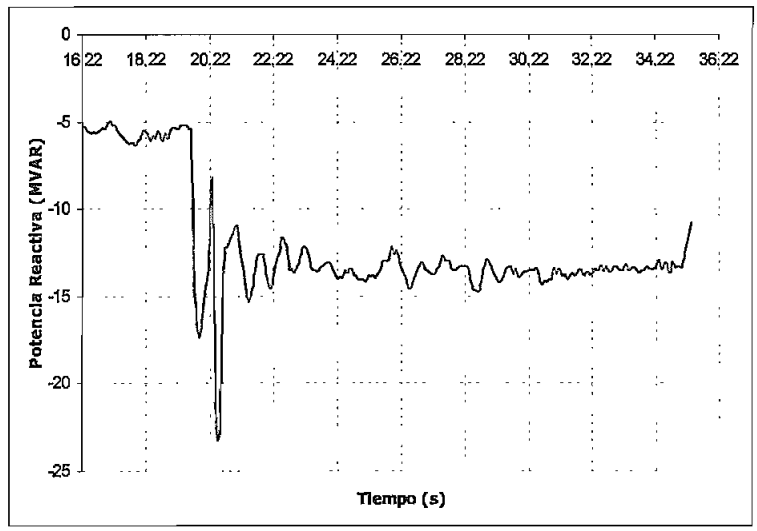


Figura 4.32. Flujo de Potencia Reactiva medido por la L/T Molino – Totoras

En las figuras 4.29 y 4.30 se presentan el flujo de potencia activa y reactiva por la línea Molino - Pascuales. La similitud de estas curvas con las del flujo de potencia de la línea Molino – Milagro es evidente, esto corrobora la hipótesis que se había planteado que el problema está en la zona Pascuales y no en la zona Milagro.

Del análisis de los diagramas y de los puntos críticos de las curvas presentados, se obtiene la siguiente secuencia de eventos:

Tabla 4.18. Secuencia de Eventos.

N°	Hora	*f* (Hz)	Δt (s)	Evento
0	09:41:19:66	59,98	-	Se abre la línea Yumbo-San Bernardino
1	09:41:19:81	59,87	0,15	Se abre la línea Pomasqui-Jamondino
2	09:41:20:62	58,94	0,81	Actúa el paso 1 del EAC
3	09:41:20:78	58,76	0,16	Actúa el paso 2 del EAC
4	09:41:20:94	58,65	0,16	Actúa el paso 3 del EAC
5	09:41:21:26	58,53	0,32	Actúa el paso 4 del EAC
6	09:41:25:34	58,49	4,08	Sale de servicio Termoesmeraldas
7	09:41:25:62	58,39	0,28	Actúa el paso 5 del EAC
8	09:41:25:82	58,17	0,2	Sale de servicio Daule Peripa
9	09:41:26:22	58,03	0,4	Actúa el paso 6 del EAC
10	09:41:35:34	56,82	9,12	Colapso del Sistema

4.9. SIMULACIÓN DEL SISTEMA USANDO EL PROGRAMA POWER FACTORY

La simulación realizada, es sin duda la parte más importante de este trabajo. Pues a partir de los resultados que aquí se obtienen, se puede hacer el estudio de estabilidad del sistema. Además, los resultados de la simulación nos permitirán valorar las hipótesis hechas en la sección anterior.

El éxito de la simulación depende del porcentaje de error entre los resultados obtenidos y los medidos en tiempo real. De ahí que las consideraciones que deben hacerse tienen que se las más aproximadas para reducir los errores lo más que se pueda. Entonces, una correcta simulación debe disponer de los siguientes requisitos:

- Parámetros reales de los elementos del sistema
- Resultados del flujo de Potencia (Condiciones Iniciales)
- Modelos dinámicos de generadores, carga, reguladores y PSSs
- Esquema de alivio de carga
- Secuencia de eventos

4.9.1. SIMULACIÓN DEL COLAPSO

La versatilidad del programa Power Factory, permite obtener las curvas dinámicas de diferentes variables de los elementos del sistema. A continuación se presentan los gráficos de las variables, que se han considerado las más importantes para el estudio de estabilidad del caso explicado anteriormente.

Entre estos gráficos se tienen: la frecuencia del sistema, el voltaje medido en la subestación Molino, los flujos de potencia por las líneas de transmisión conectadas a la subestación Molino, los ángulos del rotor y la velocidad de las máquinas más importantes, así como las potencias eléctrica y mecánica de las máquinas.

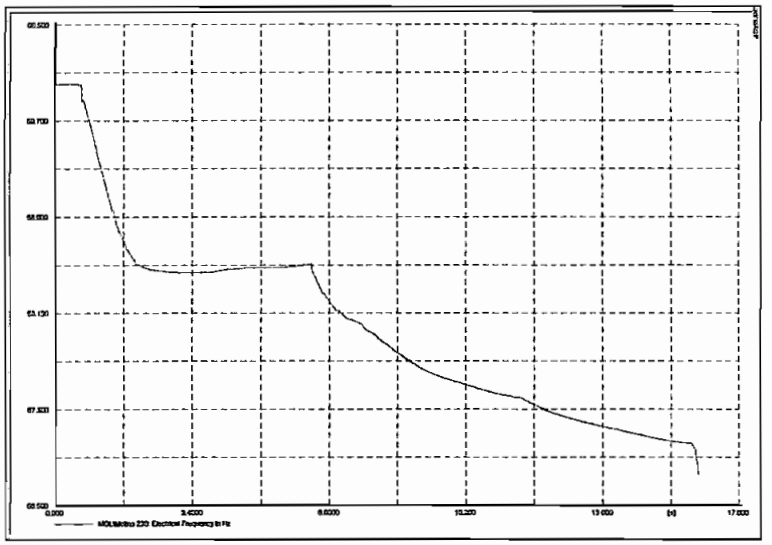


Figura 4.33. Frecuencia en la S/E Molino

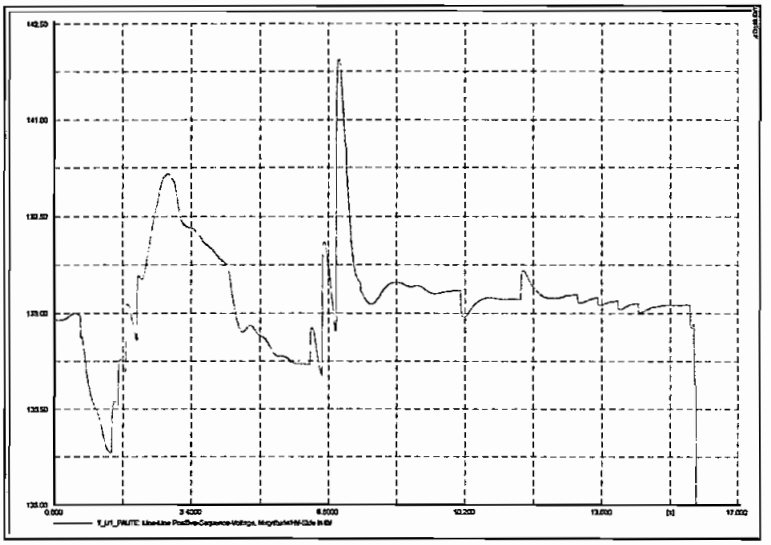


Figura 4.34. Voltaje en la Barra de 138 kV de la S/E Molino

La figura 4.33 presenta el comportamiento de la frecuencia en la subestación Molino, obtenida de la simulación. El porcentaje de error entre esta curva y la curva de frecuencia medida con el registrador de perturbaciones es mínimo.

Para poder obtener el comportamiento de la frecuencia esperado, se tuvo que hacer varios ajustes en el sistema, especialmente en el Esquema de Alivio de Carga, pues como es de suponerse es imposible que el esquema se cumpla tal como indica la regulación.

Las propuestas planteadas para el EAC determinaron que algunas empresas de distribución, especialmente CATEG, EMELGUR, CENTRO SUR, AZOGUES Y SUR, no cumplieron adecuadamente con los 5 pasos iniciales del esquema de alivio de carga. Además se encontró que ninguna empresa desconectó el 18% de carga que indica el paso 6, el porcentaje promedio de carga desconectada por las empresas está en el orden de 14.5%

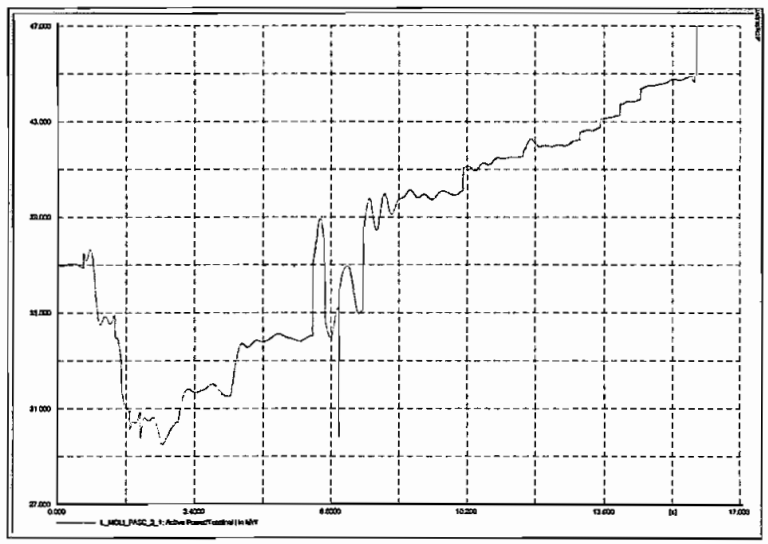


Figura 4.35.- Flujo de Potencia Activa por la L/T Molino – Pascuales

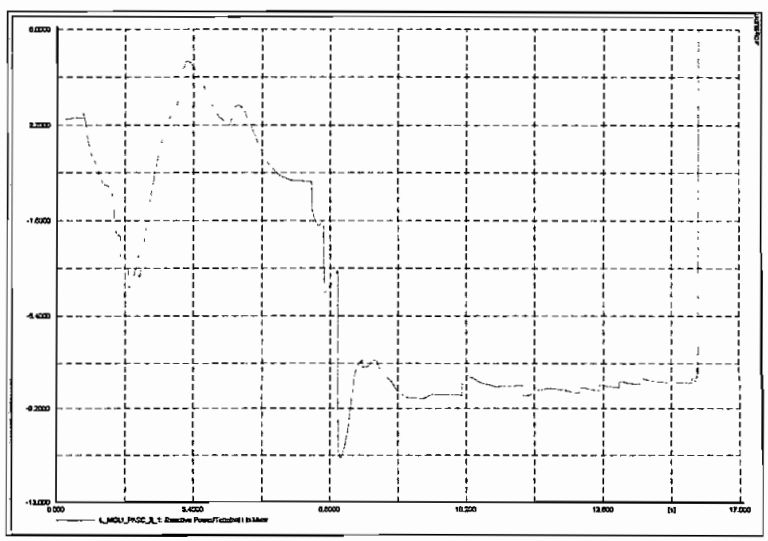


Figura 4.36. Flujo de Potencia Reactiva por la L/T Molino – Pascuales

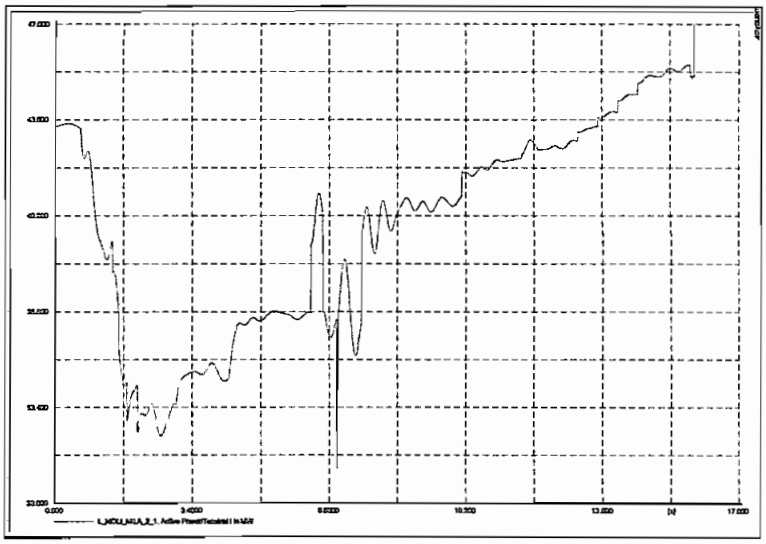


Figura 4.37. Flujo de Potencia Activa por la L/T Molino – Milagro

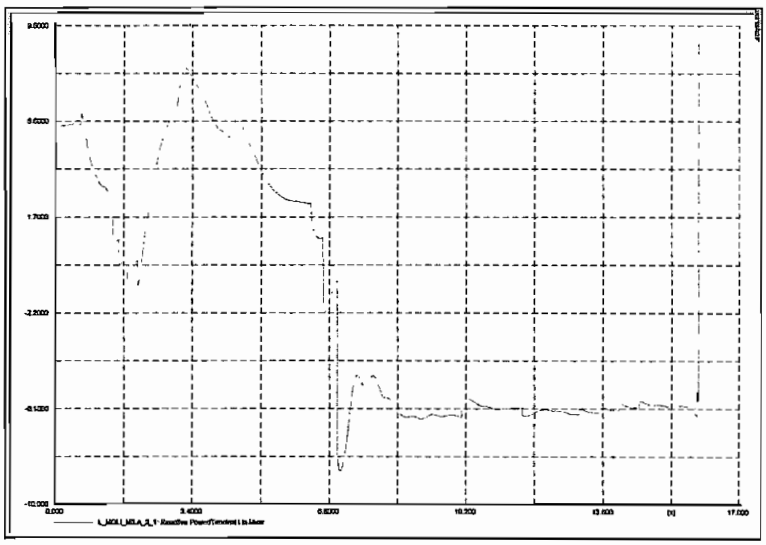


Figura 4.38. Flujo de Potencia Reactiva por la L/T Molino – Milagro

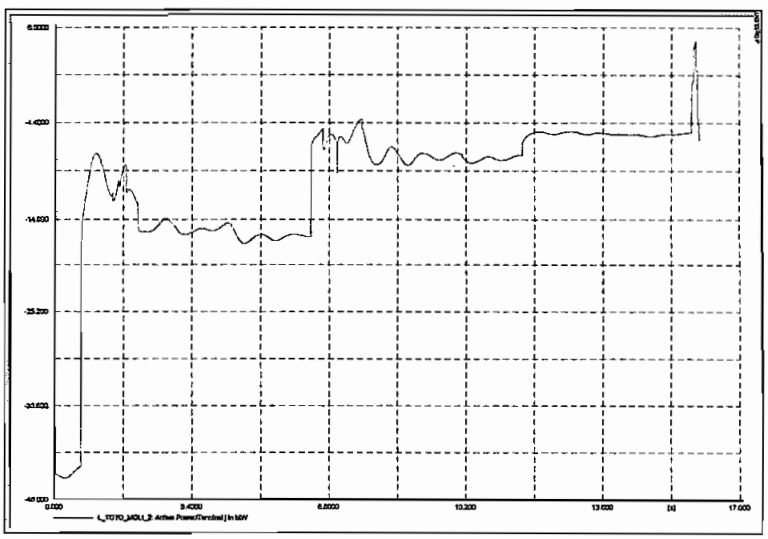


Figura 4.39. Flujo de Potencia Activa por la L/T Molino – Totoras

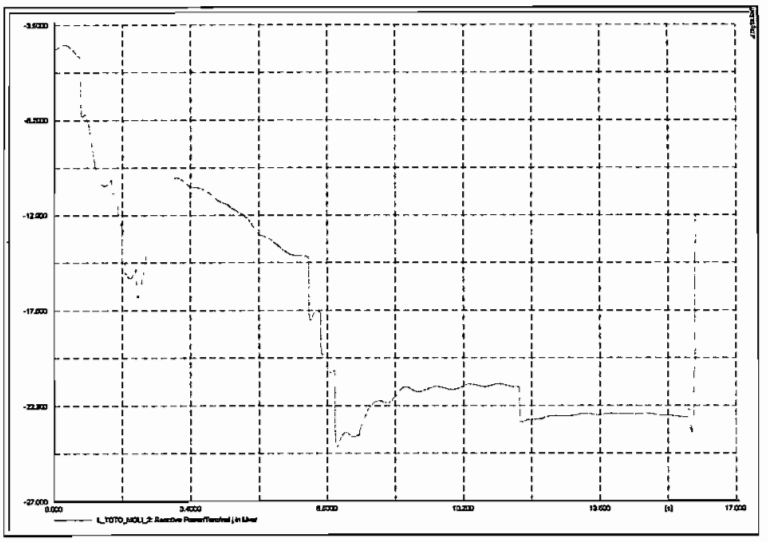


Figura 4.40. Flujo de Potencia Reactiva por la L/T Molino – Totoras

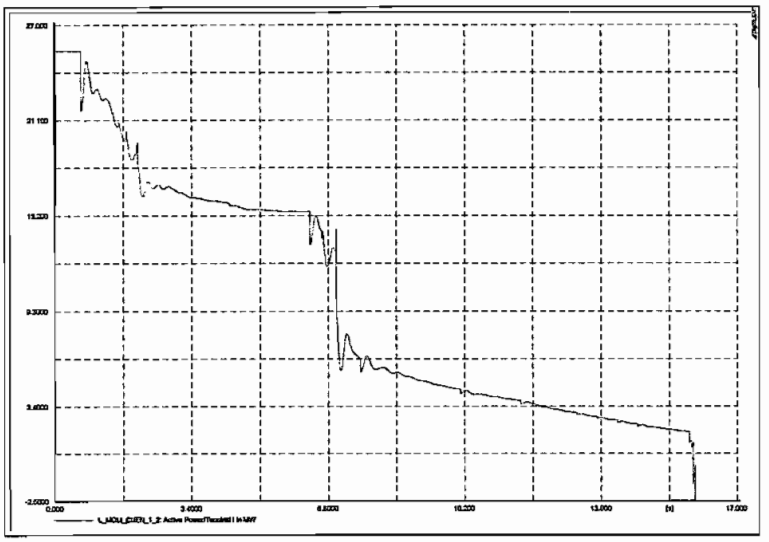


Figura 4.41. Flujo de Potencia Activa por la L/T Molino – Cuenca

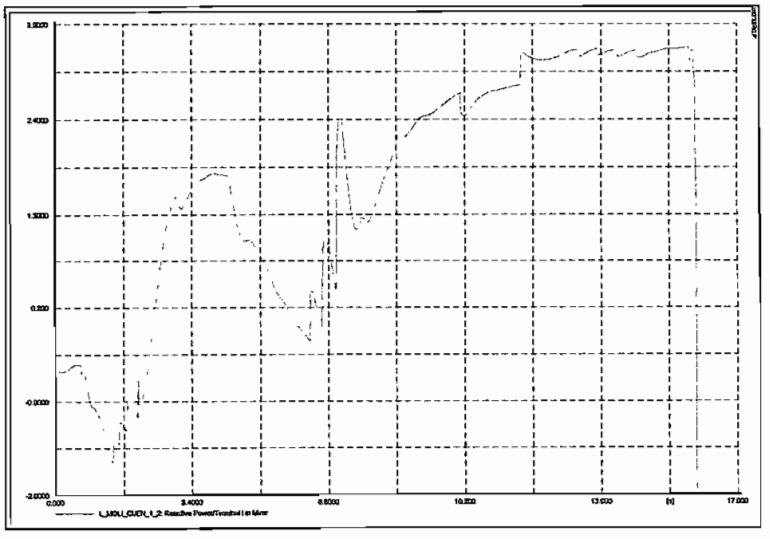


Figura 4.42. Flujo de Potencia Reactiva por la L/T Molino – Cuenca

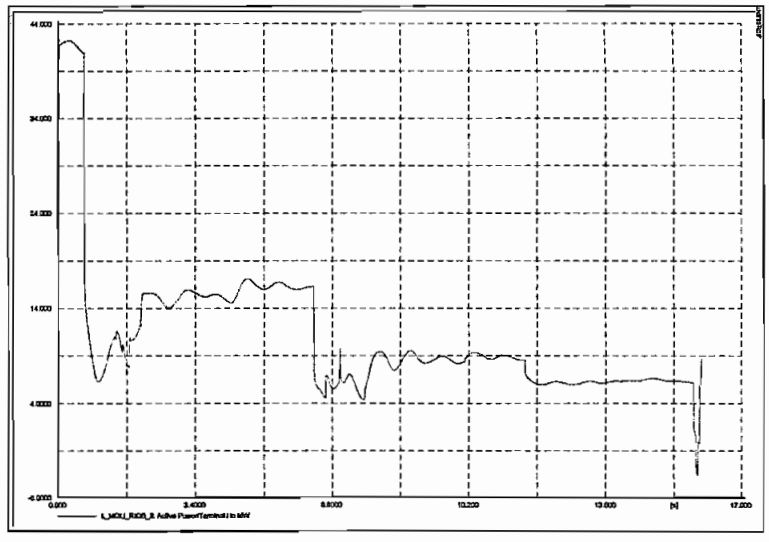


Figura 4.43.- Flujo de Potencia Activa por la L/T Molino – Riobamba

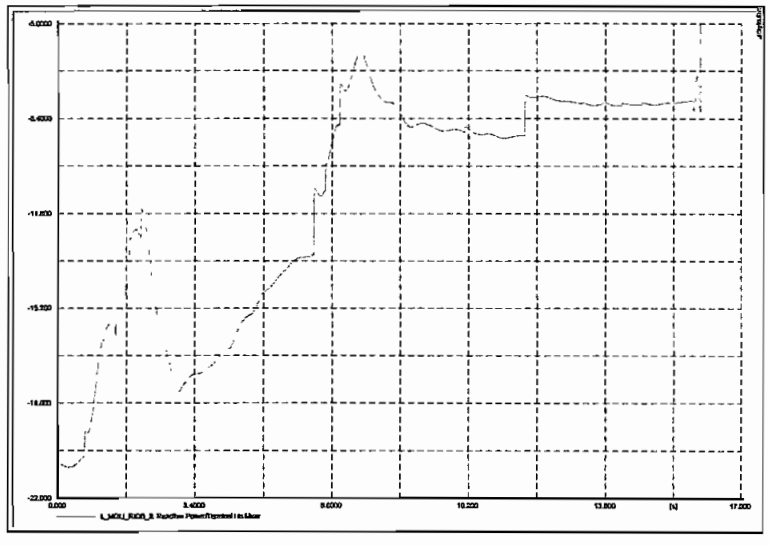


Figura 4.44. Flujo de Potencia Reactiva por la L/T Molino – Riobamba

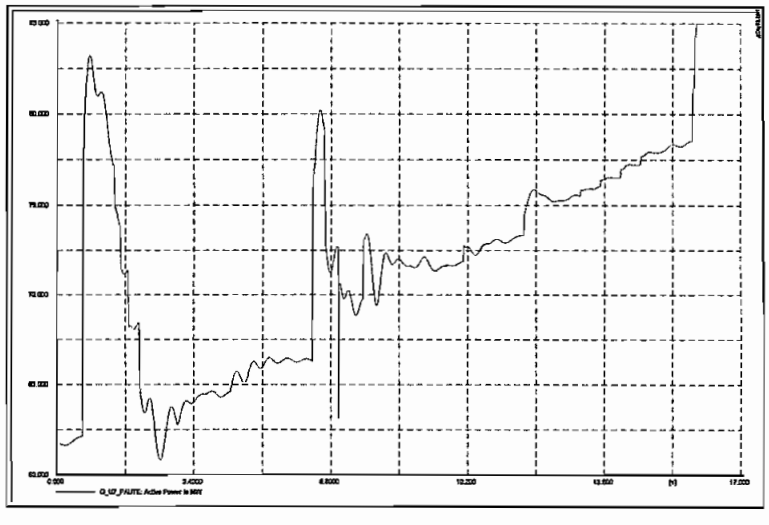


Figura 4.45. Potencia entregada por la unidad 7 de Paute.

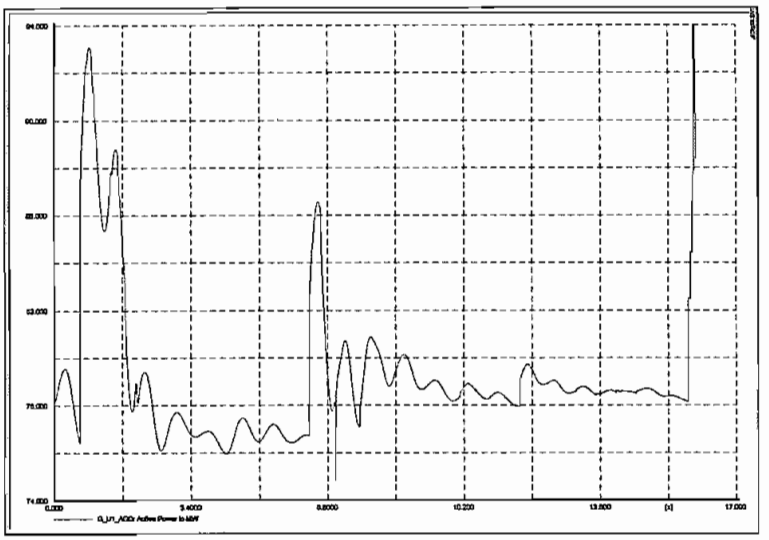


Figura 4.46. Potencia entregada por la unidad 1 de Agoyán

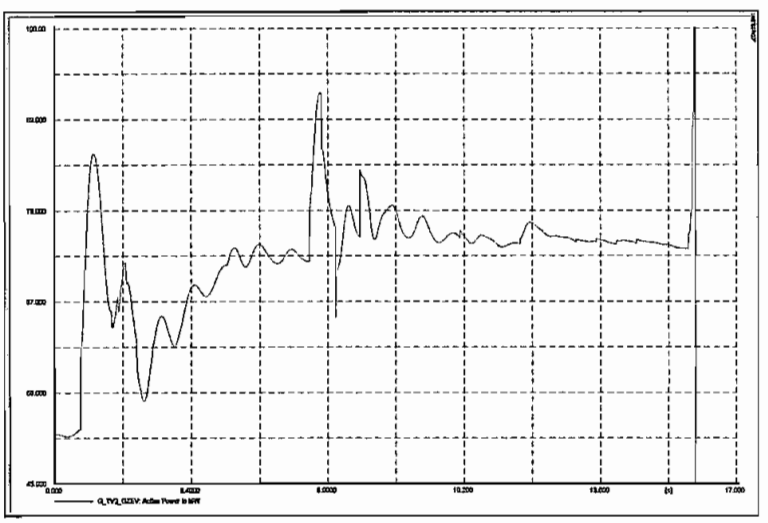


Figura 4.47. Potencia entregada por la unidad 2 de Gonzalo Cevallos

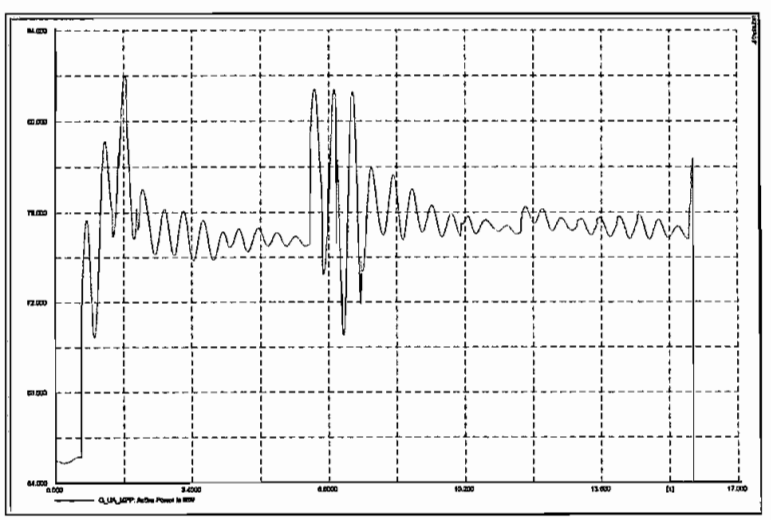


Figura 4.48. Potencia entregada por la unidad A de Machala Power

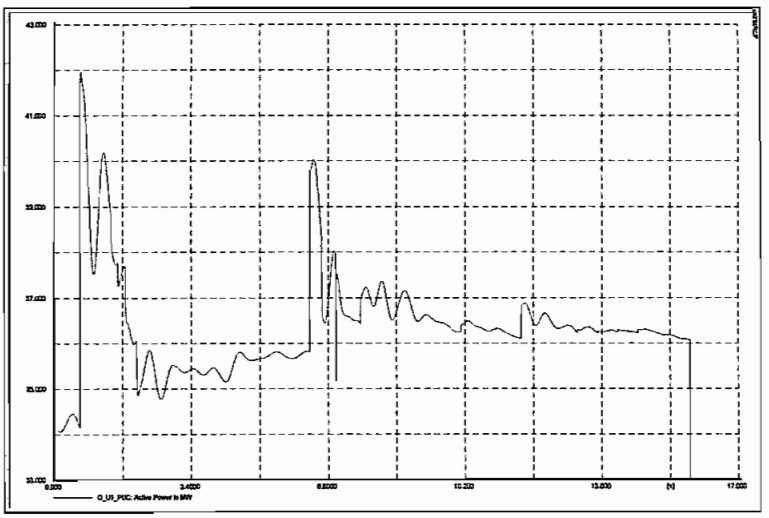


Figura 4.49. Potencia entregada por la unidad 1 de Pucará

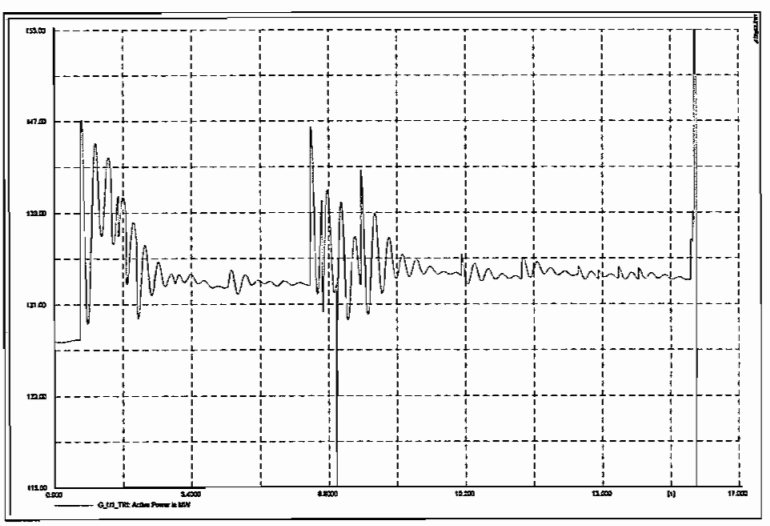


Figura 4.50. Potencia entregada por Trinitaria

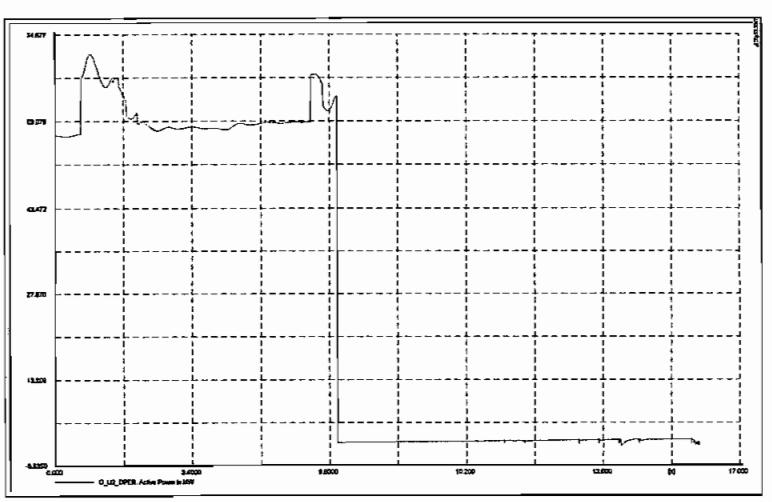


Figura 4.51. Potencia entregada por Daule Peripa

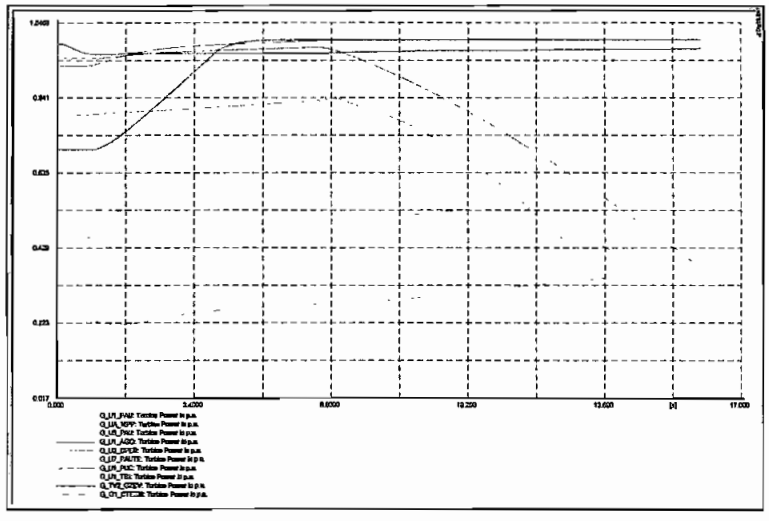


Figura 4.52. Potencias Mecánicas

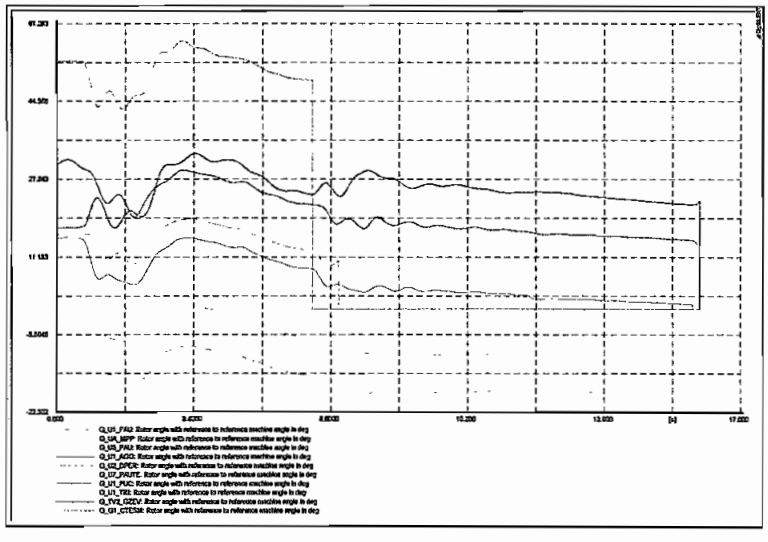


Figura 4.53.- Ángulos del rotor de las Máquinas

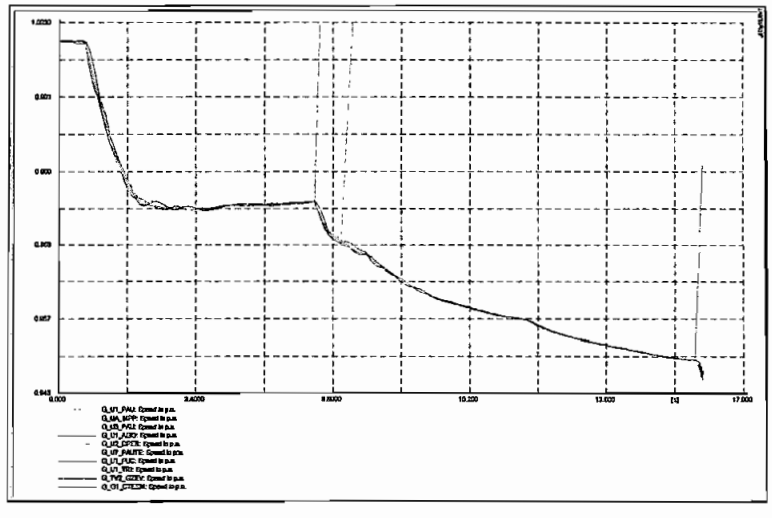


Figura 4.54. Velocidades de las Máquinas

Las figuras 4.35 y 4.37 indican los flujos de potencia activa por las líneas Molino-Pascuales y Molino-Milagro, respectivamente. El porcentaje de error entre estas curvas y las obtenidas con los datos del registrador de perturbaciones es mayor al de la curva de frecuencia; sin embargo, el comportamiento de estas curvas (simuladas y medidas) es muy parecido. Esto se consiguió mediante ajustes en el modelo de las cargas de la Zona Pascuales y en parte con los ajustes en el esquema de alivio de carga que se mencionaron anteriormente.

Las figuras 4.52, 4.53 y 4.54 muestran la variación de la potencia mecánica, el ángulo y la velocidad de las principales máquinas que operaban en el instante de la falla. Un rápido análisis de estas curvas muestra que las máquinas mantuvieron un perfecto sincronismo durante el evento. Se identifica también el tiempo en el que se abren los disyuntores de las centrales Termoesmeraldas y Marcel Laniado, pues la velocidad se dispara a valores elevados, el ángulo llega a 0 y la potencia mecánica se reduce. Estas son las únicas centrales que salen antes que el sistema completo colapse.

Las curvas de potencia entregada por las máquinas, muestran el aporte de cada una de ellas para Regulación Primaria de Frecuencia. Se identifica que las máquinas de mayor aporte son las unidades de Paute, por el contrario el aporte de Marcel Laniado al igual que el de Agoyán es mínimo.

El sincronismo que presentan los ángulos del rotor de las máquinas descartan la posibilidad de inestabilidad transitoria, esto nos lleva a pensar que el problema puede ser por inestabilidad de voltaje o inestabilidad de frecuencia.

La inestabilidad de frecuencia se debe a oscilaciones sostenidas, las cuales no se observan ni en la simulación ni en los datos registrados en la subestación Molino, por lo que esto también es descartado.

En la figura 4.55 se presenta el comportamiento del voltaje en la barra de 230 kV de la subestación Molino y se observa que a las 9:41:53 el voltaje comienza a caer repentinamente describiendo el comportamiento dinámico típico de las

curvas PV en las que el voltaje decrece en función del incremento de la potencia transmitida. El flujo de potencia por las líneas Molino-Pascuales y Molino-Milagro se incrementaba continuamente, por lo que la curva voltaje – tiempo de la figura 4.55 tiene la misma forma que la curva voltaje – potencia.

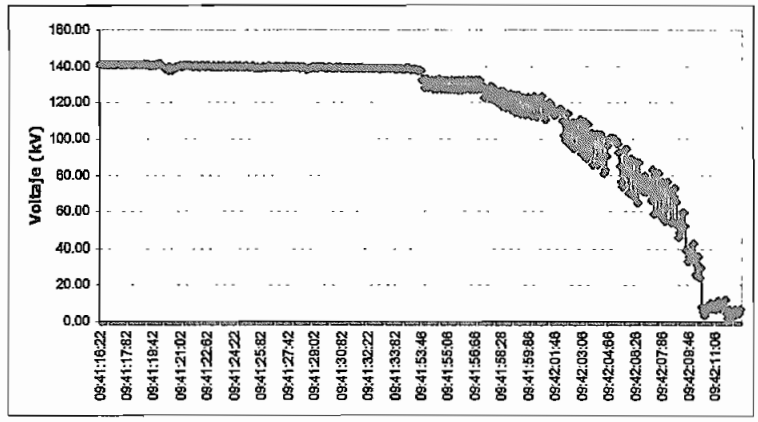


Figura 4.55. Voltaje de la barra de 230 kV de la S/E Molino

Del comportamiento dinámico observado en la figura 4.55 se puede concluir que la causa del colapso fue inestabilidad de voltaje provocado por el incremento incontrolable del flujo de potencia por las líneas Molino – Milagro y Molino – Pascuales debido a que la carga dinámica de Guayaquil intentó restaurar el consumo de potencia al actuar los reguladores automáticos de voltaje del sistema de distribución, superando la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada.

4.9.2. ESTUDIO DE LAS CAUSAS DEL COLAPSO

Con el fin de ratificar las causas antes descritas del colapso, se ejecutaron diferentes simulaciones, realizando cambios en las consideraciones hechas en la simulación anterior (caso real). Los tres casos que se proponen son los siguientes:

Caso 1. Considerando que todas las empresas de distribución cumplen el EAC y sin tomar en cuenta el modelo de carga de Guayaquil afectada por los reguladores de voltaje.

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

Caso 3. Se mantiene el esquema de alivio de carga de la simulación del caso real y se considera un modelo de carga de potencia constante en Guayaquil al igual que en el resto de cargas del S.N.I.

4.8.1.1. Caso 1, considerando que todas las distribuidoras cumplen con el EAC y sin considerar el Modelo de carga de Guayaquil

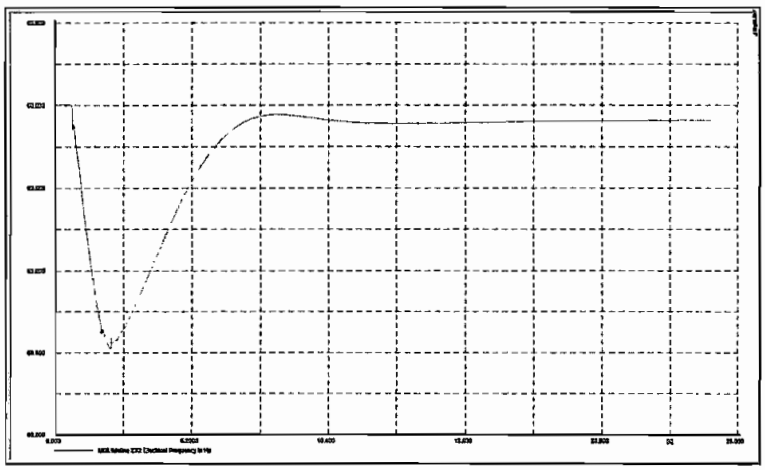


Figura 4.56. Frecuencia en la S/E Molino

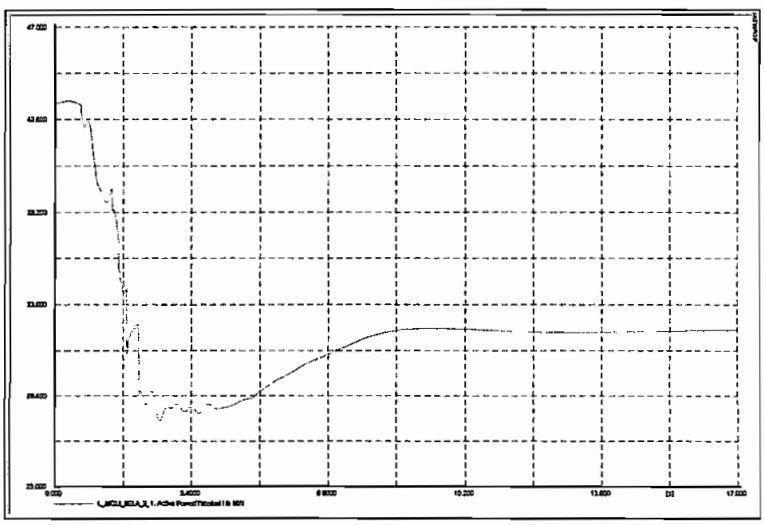


Figura 4.57. Flujo de Potencia Activa por la línea Molino-Milagro

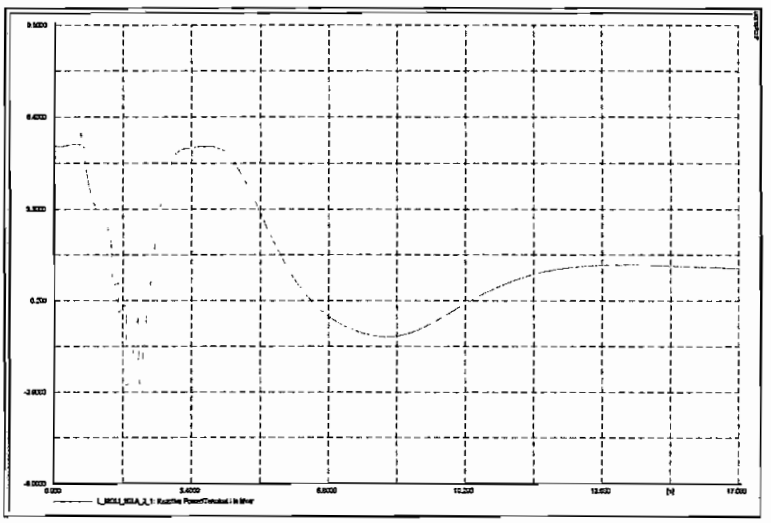


Figura 4.58. Flujo de Potencia Reactiva por la línea Molino-Milagro

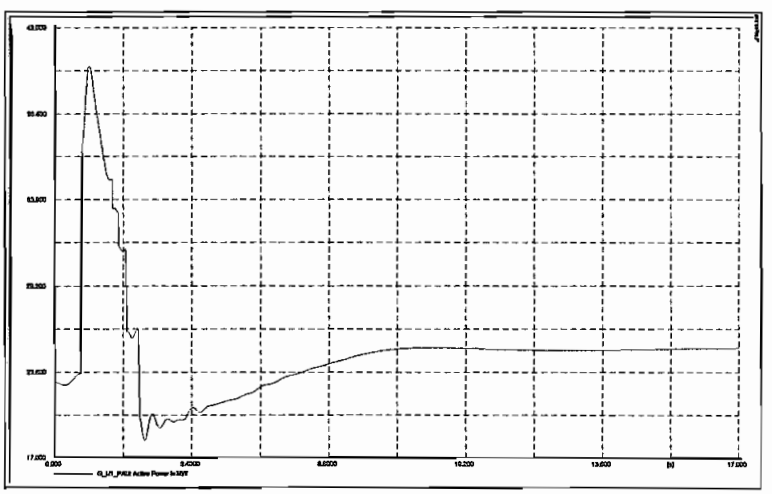


Figura 4.59. Potencia Activa entregada por la unidad 1 de Paute

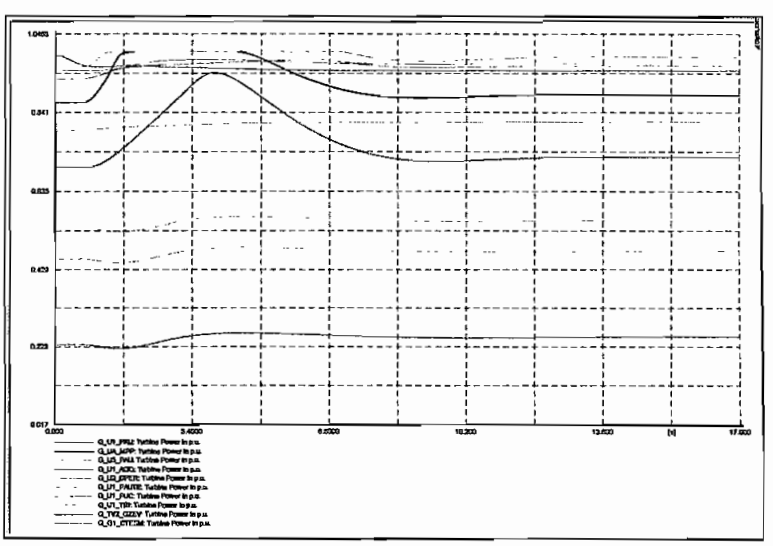


Figura 4.60. Potencia Mecánica de las máquinas

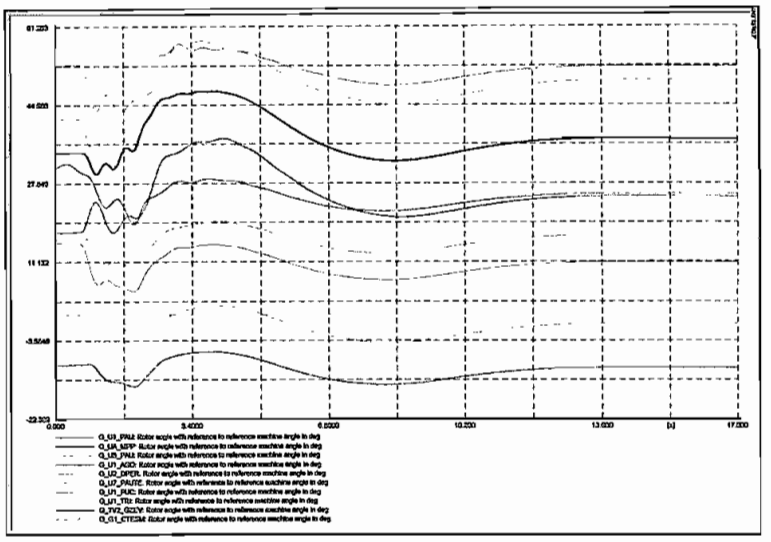


Figura 4.61. Ángulos del Rotor de las principales máquinas

En este primer caso, se descarta el modelo de carga usado para la simulación del caso real y además se considera que todas las distribuidoras cumplieron con el Esquema de Alivio de Carga.

El sistema presenta una perturbación grande debido a la pérdida del aporte desde Colombia y a la transitoria alimentación de la carga del sur de este país. Sin embargo, el sistema se recupera rápidamente luego de 10 segundos, sin presentar oscilaciones significativas.

El aporte de Paute es significativo durante la perturbación, pero luego de actuar el esquema de alivio de carga la potencia entregada se reduce a un valor cercano al inicial, y finalmente empieza a crecer hasta 24 MW.

El crecimiento del flujo de potencia por la línea Molino-Milagro no crece como en el caso original, por el contrario disminuye significativamente.

4.8.1.2. Caso 2, Sin considerar la salida de la central Marcel Laniado

En este caso, se mantiene el modelo de carga y el esquema de alivio de carga del caso original. La diferencia es que ahora se considera que la protección de baja frecuencia de la central Marcel Laniado está, al igual que en el resto de centrales,

en 54,27 Hz, valor inferior al que estuvo en aquel día (58,38 Hz), es decir que no existirá disparo de la central en dicha frecuencia.

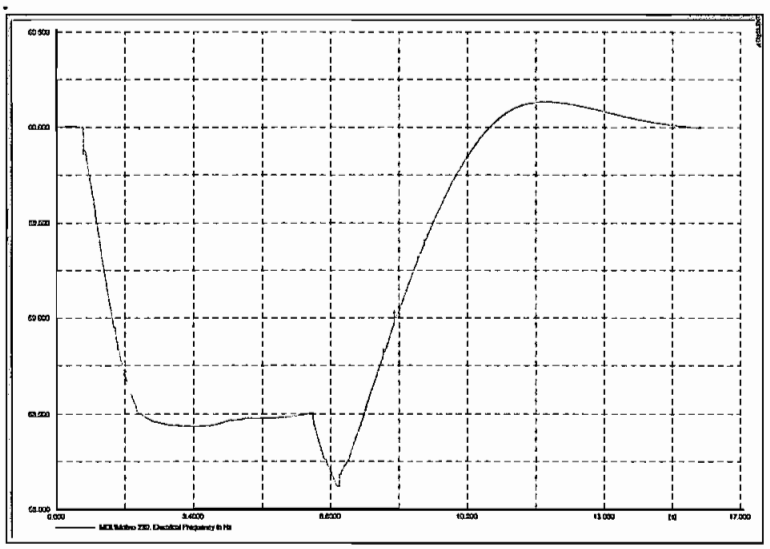


Figura 4.62. Frecuencia en la S/E Molino

Al revisar la figura 4.63, se puede notar que el sistema mantiene un comportamiento similar al original hasta que operan los pasos 4 y 5 del esquema de alivio de carga (6,5 segundos después de iniciarse la perturbación). Luego de ello, el sistema se recupera rápidamente hasta que la frecuencia alcanza el valor de 60,15 Hz luego de 5 segundos. Pocos segundos después, la frecuencia alcanza su valor nominal.

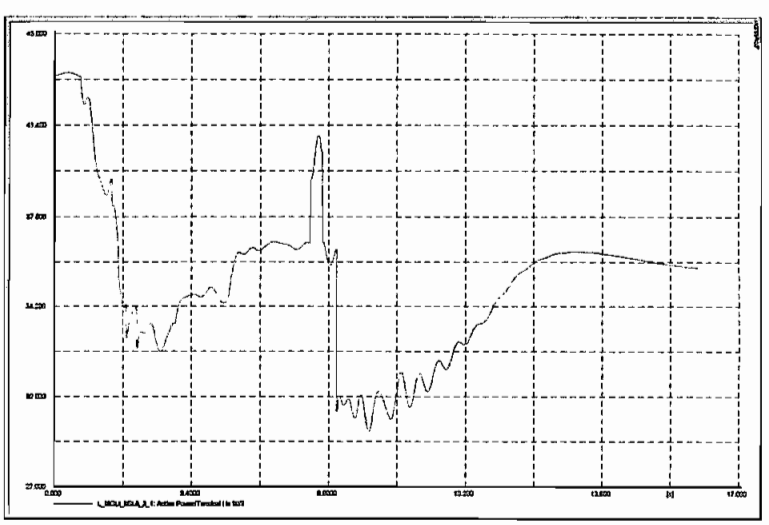


Figura 4.63. Flujo de Potencia Activa por la línea Molino-Milagro

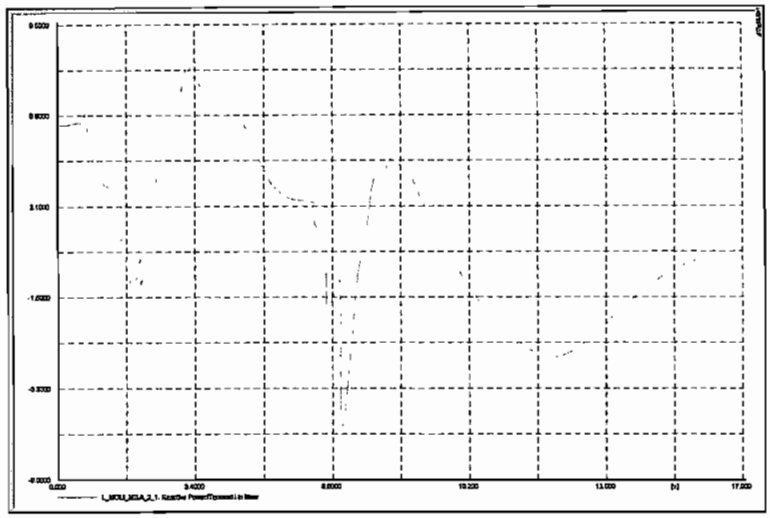


Figura 4.64. Flujo de Potencia Reactiva por la línea Molino-Milagro

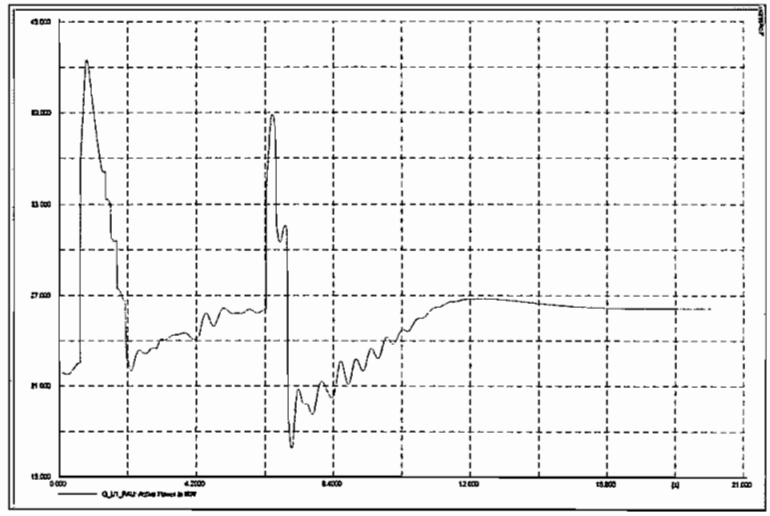


Figura 4.65. Potencia Activa entregada por la unidad 1 de Paute

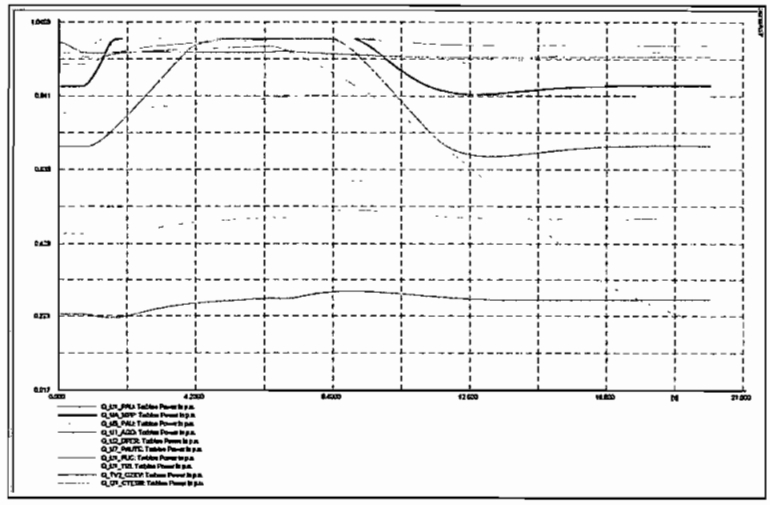


Figura 4.66. Potencia Mecánica de las principales máquinas

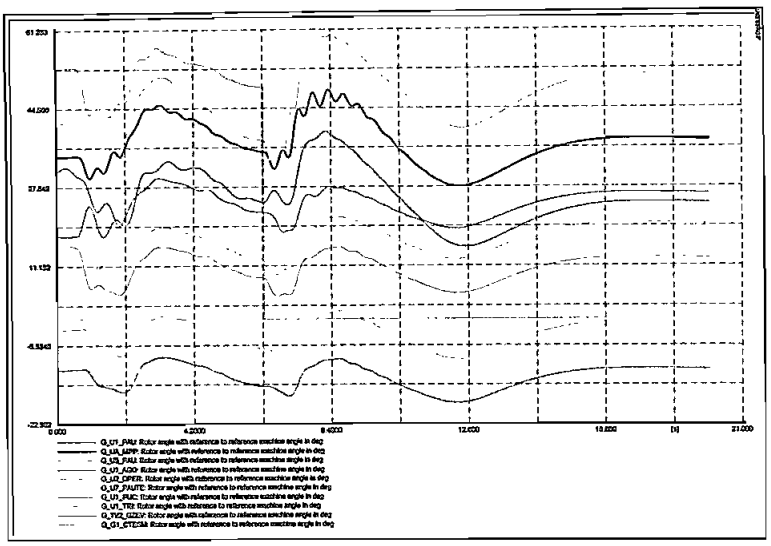


Figura 4.67. Ángulos del Rotor de las principales máquinas

La figura 4.67 muestra el comportamiento de los ángulos de los rotores. Al igual que en el caso original, los ángulos mantienen sincronismo durante todo el evento, presentando oscilaciones de alta frecuencia. El ángulo de la central Machala Power presenta mayores oscilaciones que el resto de centrales.

La central Paute aporta con mayor potencia para regulación primaria de frecuencia que en el caso anterior y durante más tiempo. La curva de potencia entregada presenta dos perturbaciones grandes, la primera corresponde a la falla inicial y la segunda a la salida de Termoesmeraldas.

El flujo de potencia por la línea Molino-Milagro, empieza a crecer luego de la primera perturbación, obedeciendo al modelo de carga propuesto para la zona Pascuales, sin embargo luego de actuar los pasos 5 y 6 del EAC desciende significativamente y se mantiene en un valor menor al inicial.

4.8.1.3. Caso 3, sin considerar el modelo de carga de Guayaquil y se mantiene el EAC usado en la simulación del caso real

Para este caso se descarta el modelo de de carga propuesto para Guayaquil en el caso original. El esquema de alivio de carga original se mantiene, es decir se considera el incumplimiento de algunas empresas en el esquema.

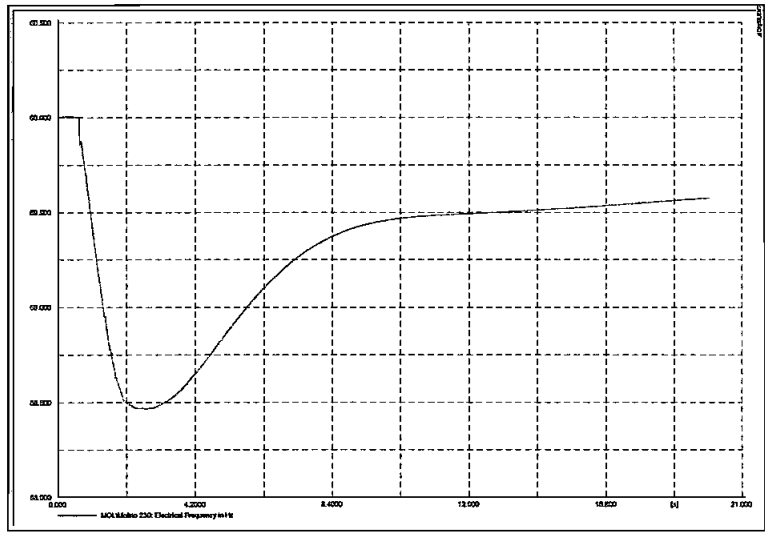


Figura 4.68. Frecuencia en la S/E Molino

La figura 4.68 muestra la variación de la frecuencia en el presente caso. Se aprecia que la frecuencia se recupera luego de actuar los 4 primeros pasos del EAC. El hecho de no considerar el modelo de carga mencionado permite que el sistema se recupere y por lo tanto no se llega a la desconexión de Termoesmeraldas.

La recuperación del sistema es más lenta que en el primer caso, y en la curva se aprecia únicamente el efecto de la regulación primaria de frecuencia.

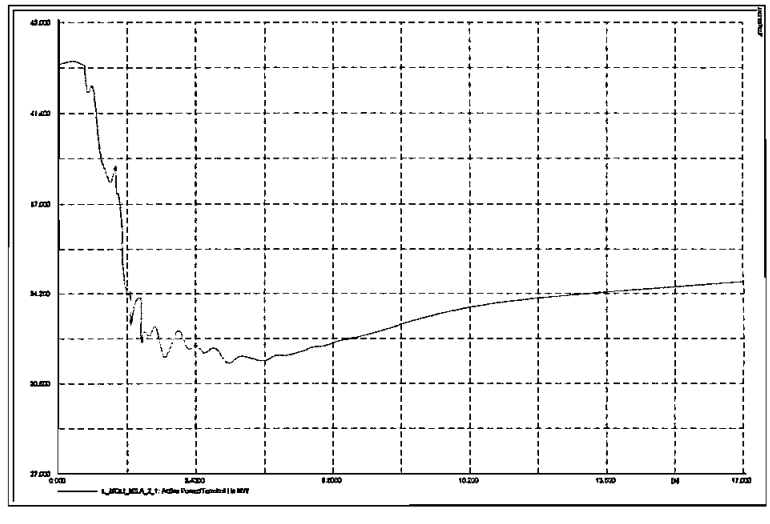


Figura 4.69. Flujo de Potencia Activa por la línea Molino-Milagro

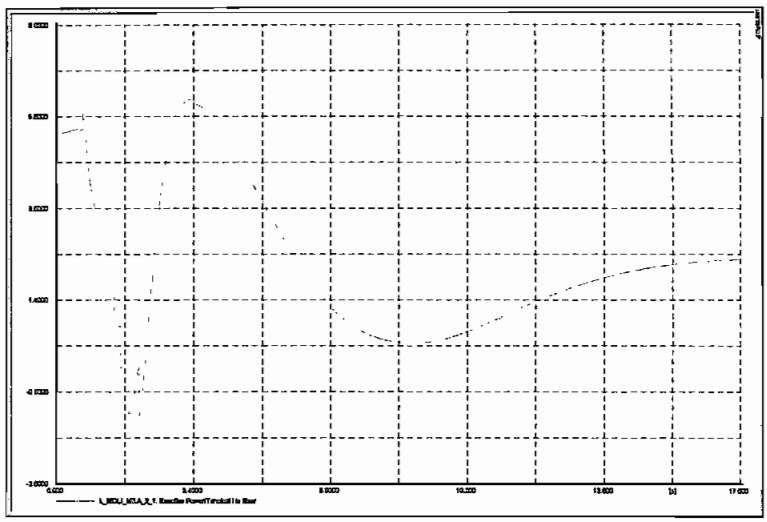


Figura 4.70. Flujo de Potencia Reactiva por la línea Molino-Milagro.

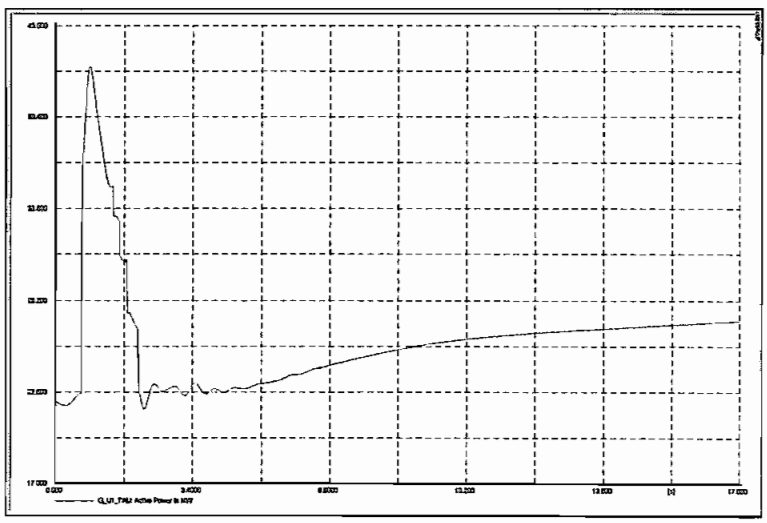


Figura 4.71. Potencia Activa entregada por la unidad 1 de Paute

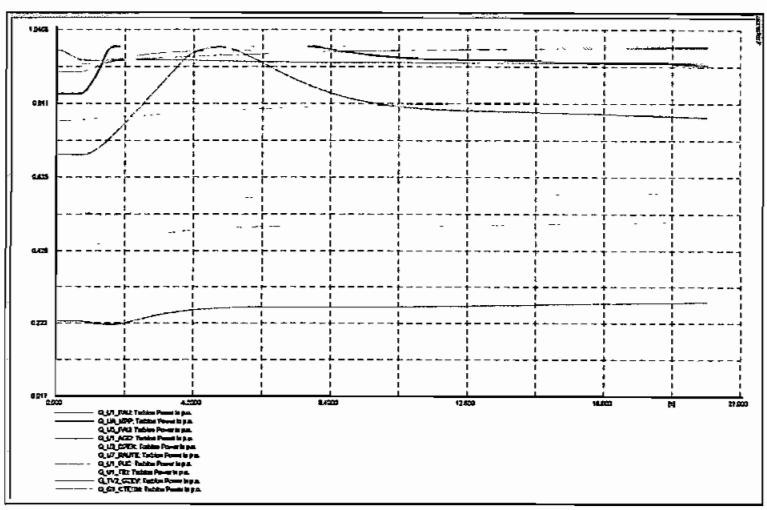


Figura 4.72. Potencia Mecánica de las principales máquinas

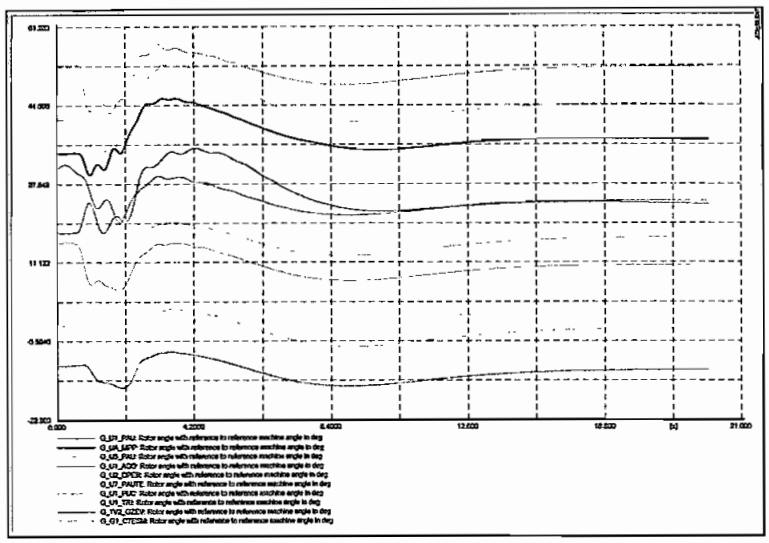


Figura 4.73. Ángulos del Rotor de las principales máquinas

La variación de los ángulos presenta pequeñas oscilaciones de alta frecuencia y en todos los casos las máquinas mantienen sincronismo.

El flujo de potencia por la línea Molino-Milagro presenta una sola perturbación y se reduce significativamente luego de actuar los primeros 4 pasos del esquema de alivio de carga. Por el contrario, el flujo de potencia reactiva presenta oscilaciones de mayor magnitud, ello demuestra que el sistema tiene mayor tendencia a sufrir problemas de inestabilidad de voltaje.

Todos los casos presentados han demostrado que el colapso pudo haber sido evitado por diferentes medios; pero todos los casos, principalmente el tercero, manifiestan que lo que impiden la recuperación del sistema luego de la falla son las cargas de la zona Pascuales.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DEL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA

5.1. ESTADO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN

Luego del colapso del sistema las centrales de generación quedaron aisladas por lo que se debió dar inicio a un proceso de restablecimiento.

La salida de cada central provocó un embalamiento de la máquina motriz llegando a alcanzarse frecuencias de hasta 176.4 Hz (frecuencia final de Paute).

La primera operación realizada luego de finalizado el evento fue desconectar a las unidades para luego iniciar la preparación de las que tienen capacidad de arrancar en negro.

5.1.1. ESTADO DE LA CENTRAL PAUTE

Previo a la falla la Central Hidroeléctrica Paute estuvo operando con tres de sus unidades U1, U5 y U7 con las condiciones descritas en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. Condiciones pre-falla de la Central Paute [35]

VARIABLE	MAGNITUD
Potencia activa	126 MW
Potencia reactiva	12 MVAr
Voltaje barras	235 kV, 141 kV

Justo después de la desconexión de las unidades de la central, estás alcanzaron sobrevelocidades de hasta 176.4 Hz, por lo que actuaron los relés de sobrevelocidad y sobrefrecuencia desconectando las unidades por completo.

Luego del colapso las unidades de la Central Paute quedaron fuera de servicio pero sin sufrir daño alguno por lo que en poco tiempo se inició el proceso de restablecimiento del sistema con la entrada en servicio de la unidad 4.

Es importante aclarar que antes, durante y después del colapso los sistemas de comunicaciones de la central (PLC, Radio VHF, Líneas Internas y Línea Urbana) estaban en buen estado.

5.1.2. RESPUESTA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN (RPF)

La perturbación provocó una serie de eventos que causaron desbalances generación – carga por lo que actuaron los reguladores de velocidad de las unidades de generación del sistema ecuatoriano provocando una aportación por RPF de 296.73 MW, según se muestra en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Respuesta de las Unidades de Generación [33]

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	MW ANTES	MW DESPUÉS	APORTE	MW PROG.
Hidropaute	Paute	U1,5 y 7	126	295	169	290,6
Hidroagoyán	Agoyán	U1,2	146,1	181	34,9	68,6
Hidroagoyán	Pucará	U1	34,3	41,5	7,2	34,3
Hidronación	M.L.Wind	U2,3	113,77	143,1	29,33	113,3
Electroguayas	Trinitaria	U1	125.6	152	26,4	125,6
Electroguayas	G.Zevallos	U2	50	66	16	71,6
Termoesmeraldas	Esmeraldas	U1	121.8	135,7	13,9	123,6
TOTAL					296,73	

5.1.3. GENERACIÓN PARA LEVANTAR LA FALLA

Tabla 5.3. Generación para levantar la falla [33]

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	MW	HORA INGRESO	HORA SALIDA	MWh
Termopichincha	Santa Rosa	TG3	4	09:50	11:33	13,39
Electroecuador	Anibal Santos	TG1	20	10:43	13:28	55
Electroecuador	Anibal Santos	TG3	14	10:50	13:32	37,8
Electroecuador	Alvaro Tinajero	AT1	15	10:51	15:52	75,25
Electroecuador	Alvaro Tinajero	AT2	15	10:07	16:11	91
Electroecuador	Anibal Santos	TG5	10	12:01	16:22	43,5
Electroecuador	Anibal Santos	TG6	10	12:50	17:00	41,67

Debido a que el S.N.I. colapsó se requirió el ingreso de unidades rápidas de arranque en negro, para abastecer servicios auxiliares de las demás unidades de generación e iniciar el restablecimiento del sistema. Las unidades que arrancaron se encuentran descritas en la tabla 5.3.

5.2. ESTADO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Luego de presentarse la falla, la frecuencia cae con una pendiente de aproximadamente 0,9 Hz/s, por lo que actuaron los 4 pasos del EAC, lo cual teóricamente equivale al 22%(3%, 3%, 8% y 8%) de carga conectada. En estas condiciones se consigue estabilizar la frecuencia alrededor de 58,5 Hz. El detalle de la actuación del esquema de alivio de carga se presenta en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Carga Desconectada con los 4 pasos del EAC

EMPRESA	MW INICIAL	MW DESCONECTADOS					MW FINAL
		PASO 1	PASO 2	PASO 3	PASO 4	TOTAL	
CATEG-D	297,20	7,43	7,43	8,92	8,92	32,69	264,51
E.E.Q.S.A.	277,10	8,31	8,31	22,17	22,17	60,96	216,14
EMELMANABÍ	81,20	2,44	2,44	6,50	6,50	17,86	63,34
EMELGUR	82,80	2,07	2,07	3,31	4,97	12,42	70,38
E.E. AMBATO S.A.	34,65	1,04	1,04	2,77	2,77	7,62	27,03
ELEPCO	25,60	0,77	0,77	2,05	2,05	5,63	19,97
E.E. RIOBAMBA S.A.	18,72	0,56	0,56	1,50	1,50	4,12	14,60
EMELBO	4,60	0,14	0,14	0,37	0,37	1,01	3,59
EMELNORTE	36,00	1,08	1,08	2,88	2,88	7,92	28,08
EMELSAD	27,00	0,81	0,81	2,16	2,16	5,94	21,06
EMELESA	29,50	0,89	0,89	2,36	2,36	6,49	23,01
E.E.R.C.S.	68,31	2,05	2,05	5,46	5,46	15,03	53,28
EMELRIOS	21,40	0,64	0,64	1,71	1,71	4,71	16,69
EMEPE	33,70	1,01	1,01	2,70	2,70	7,41	26,29
E.E.M.C.A.	38,40	1,15	1,15	3,07	3,07	8,45	29,95
EMELORO	45,40	1,36	1,36	3,63	3,63	9,99	35,41
E.E.R.S.S.A.	16,20	0,41	0,41	0,65	0,97	2,43	13,77
TOTAL	1.137,78	32,15	32,15	72,20	74,18	210,69	927,09

En la tabla no se consideran ciertos grandes consumidores, cuya carga es de 10,26 MW, puesto que ellos disponen de su propio esquema de alivio de carga y tienen contratos directamente con los generadores [37].

Idealmente el porcentaje de carga desconectada a través de los 4 pasos de EAC debía ser 22%, es decir 250,31 MW. Sin embargo, los resultados de la simulación indican que el porcentaje de carga seccionada fue 18,5% es decir 210,69 MW debido a que algunas empresas, especialmente CATEG-D, E.E.R.S.S.A. y EMELGUR, no cumplieron con el EAC. A pesar de ello, la frecuencia se estabiliza en 58,5 Hz y permanece estable durante 5 segundos, aproximadamente. No obstante, las subsecuentes salidas de las centrales Termoesmeraldas e Hidronación provocan una nueva caída de la frecuencia ante lo cual actúan los 2 pasos del esquema de alivio de carga restantes (8% y 18%).

Tabla 5.5. Carga Desconectada en los pasos 5 y 6 del EAC

EMPRESA	MW INICIAL	MW DESCONECTADOS			MW FINAL
		PASO 5	PASO 6	TOTAL	
CATEG-D	264,51	23,78	43,09	66,87	197,64
E.E.Q.S.A.	216,14	22,17	40,18	62,35	153,79
EMELMANABÍ	63,34	6,50	11,77	18,27	45,07
EMELGUR	70,38	4,14	12,01	16,15	54,23
E.E. AMBATO S.A.	27,03	2,77	5,02	7,80	19,23
ELEPCO	19,97	2,05	3,71	5,76	14,21
E.E. RIOBAMBA S.A.	14,60	1,50	2,71	4,21	10,39
EMELBO	3,59	0,37	0,67	1,04	2,55
EMELNORTE	28,08	2,88	5,22	8,10	19,98
EMELSAD	21,06	2,16	3,92	6,08	14,99
EMELESA	23,01	2,36	4,28	6,64	16,37
E.E.R.C.S.	53,28	5,46	9,90	15,37	37,91
EMELRIOS	16,69	1,71	3,10	4,82	11,88
EMEPE	26,29	2,70	4,89	7,58	18,70
E.E.M.C.A.	29,95	3,07	5,57	8,64	21,31
EMELORO	35,41	3,63	6,58	10,22	25,20
E.E.R.S.S.A.	13,77	1,30	2,35	3,65	10,13
TOTAL	927,09	88,54	164,98	253,52	673,57

En teoría, el porcentaje de carga desconectada en los pasos 5 y 6 debía ser igual al 26% (295,82 MW), pero la tabla muestra que el porcentaje real de desconexión es 22,3% (253,52 MW). A pesar de haber actuado los últimos pasos del EAC, el sistema no logra estabilizarse y segundos después colapsa totalmente, dejando sin energía eléctrica a la mayor parte del territorio ecuatoriano. El proceso de reconexión empezó media hora después y terminó alrededor de las 13:00, hora en la que se normalizó completamente el servicio eléctrico. En la siguiente tabla se presenta el estado de las empresas distribuidoras antes de la falla y luego de la reconexión.

Tabla 5.6. Estado de las empresas distribuidoras, antes de la falla y luego del reestablecimiento del sistema [34]

EMPRESA	MW ANTES	MW DESPUÉS	HORA RECONEX.	HORAS INDISP.	ENS (MWH)
CATEG-D	297,20	343,00	13:22	0,50	797,55
E.E.Q.S.A.	277,10	254,00	12:57	1,07	766,23
EMELMANABÍ	81,20	81,30	12:06	2,18	198,49
EMELGUR	82,80	86,40	11:34	1,32	131,25
E.E. AMBATO S.A.	34,65	31,90	11:34	1,57	59,77
ELEPCO	25,60	18,40	13:15	3,32	88,11
E.E. RIOBAMBA S.A.	18,72	17,20	12:08	0,78	30,26
EMELBO	4,60	4,80	13:00	0,82	9,51
EMELNORTE	36,00	31,30	11:44	1,95	72,00
EMELSAD	27,00	27,90	11:35	1,82	50,18
EMELESA	29,50	26,00	12:10	2,12	67,85
E.E.R.C.S.	68,31	59,70	11:44	1,32	114,99
EMELRIOS	21,40	23,10	12:32	2,50	57,25
EMEPE	33,70	35,30	11:30	1,72	59,54
E.E.M.C.A.	38,40	35,20	11:56	1,35	69,12
EMELORO	45,40	49,20	12:37	1,57	102,15
E.E.R.S.S.A.	16,20	15,40	11:15	1,52	24,98

5.3. ESTADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

5.3.1. ZONAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El SNI se divide en zonas eléctricas, lo que permite realizar una adecuada operación y facilitar su restablecimiento y posterior integración en caso de ocurrir colapsos totales o parciales.

Los criterios considerados para la conformación de las zonas eléctricas son los siguientes [36]:

- Cada zona debe poseer al menos una unidad de generación con capacidad de 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

Los criterios considerados para la conformación de las zonas eléctricas son los siguientes [36]:

- Cada zona debe poseer al menos una unidad de generación con capacidad de 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

5.3.2. ESTADO DEL S.N.T. LUEGO DEL COLAPSO

El colapso del 1 de marzo del 2003 causó la salida total del S.N.T quedando desenergizado todo el anillo de 230 kV y los ramales de 138 kV.

Ciertas líneas de transmisión fueron desconectadas por sobrecarga durante el desarrollo de los eventos y las demás quedaron desenergizadas luego de la salida de la Central Paute por lo que las cuatro zonas eléctricas del S.N.I. quedaron sin servicio de energía eléctrica.

Los transformadores del S.N.T. quedaron desenergizados pero no sufrieron daños de consideración y la posición del LTC de los mismos fue ubicada en los valores referenciales, indicados en la tabla 5.7, con el fin de evitar sobrevoltajes en el lado de bajo voltaje durante el posterior restablecimiento.

Tabla 5.7. Posición del LTC de los transformadores previo a la energización [36]

S/E	TRANSFORMADOR	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (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
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

(1) Transformadores cuya operación del LTC es inversa.

(2) Transformadores que operan en paralelo.

Todos los disyuntores de las subestaciones fueron abiertos y se solicitó a los COs (Centros de Operación) de los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores conectados al S.N.T., desconectar los disyuntores de las líneas de transmisión, transformadores y posiciones de interconexión con el S.N.T., de tal manera que, en el restablecimiento, sean energizados en vacío.

No se presentaron daños de los principales equipos por lo que prácticamente todo el S.N.T. estaba en la capacidad de entrar en servicio para iniciar el restablecimiento del sistema.

La línea de interconexión con Colombia a 230 kV quedó desenergizada y debido a que la zona sur de Colombia también sufrió un colapso, la interconexión permaneció deshabilitada hasta las 14:35 por lo que no estuvo disponible para comenzar con el restablecimiento del sistema.

5.4. SECUENCIA DEL RESTABLECIMIENTO

El S.N.I. está expuesto a sufrir contingencias que le pueden llevar a un colapso parcial o total, en estos casos es necesario realizar el restablecimiento del sistema en el menor tiempo posible, considerando prioritario la integridad de las personas, la conservación de los equipos y la continuidad del servicio. Por ello es importante considerar que el tiempo que el sistema eléctrico permanece afectado por la contingencia y en general el éxito en la ejecución de las maniobras de restablecimiento, depende básicamente del buen estado de los equipos y del conocimiento que el personal implicado en la operación tenga de los respectivos procedimientos a aplicarse, por lo que debe estar debidamente capacitado y conocer perfectamente las maniobras que le corresponde desarrollar.

Cuando el sistema se vio afectado por el colapso del 1 de marzo de 2003, el CENACE organizó la secuencia del restablecimiento necesaria para conseguir la reconexión de la carga del sistema.

5.4.1. RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Luego de producido el colapso total del sistema, el COT y COs de los Agentes comunicaron al CENACE la topología y el estado de la red después del evento con la información recibida de sus correspondientes sistemas de supervisión.

El CENACE emitió las disposiciones generales y específicas necesarias para la restauración del S.N.I. al Transmisor, Generadores y Distribuidores, siendo estos últimos los Responsables de llevar la coordinación con los Grandes Consumidores que estén ubicados dentro de su área de concesión [36].

La primera maniobra fue suministrar energía para los servicios auxiliares de las unidades generadoras.

Los Agentes Generadores asignados a realizar arranque en negro de sus unidades de generación, energizaron las barras de alto voltaje de las centrales de generación respectivas, previa autorización del CENACE.

El CENACE dispuso la cantidad de carga a ser reconectada por parte de los Distribuidores y Grandes Consumidores, de acuerdo a la capacidad de generación en línea, a la capacidad de transmisión de los elementos de la red y, de acuerdo a los niveles de voltaje en barras que se obtuvieron durante el restablecimiento.

En lo posible se debe energizar primeramente las líneas de transmisión más cortas, con el fin de evitar el disparo de las líneas de transmisión por sobrevoltaje y no causar daño a los equipos por sobrevoltajes, al cerrar las líneas en vacío.
Una vez energizada una de las barras, de las subestaciones que disponen de doble barra principal, el COT y COs de los Agentes deben energizar inmediatamente la otra barra, mediante el cierre del disyuntor acoplador de barras.

5.4.1.1. Restablecimiento de la Zona Eléctrica A

El objetivo del restablecimiento de esta zona es el de reconectar la carga de la EEQSA, EEASA, ELEPCOSA, EERSA, EMELNORTE, EMELBO, EMELSAD y EMELESA y el de suministrar servicios auxiliares a las centrales: Santa Rosa, Esmeraldas, Agoyán, Pucará, Guangopolo y demás centrales de la zona.

Hidropaute fue la encargada de entregar la energía inicial para levantar al sistema. La primera unidad en arrancar y energizar al sistema fue la U4 (con 11 MW). Cuando el sistema estuvo energizado se solicitó a la centrales Agoyán y Pucará el "arranque en negro" de una unidad y la inmediata alimentación de sus

servicios auxiliares. Ingresando primero Pucará a las 11:00 con 7 MW y posteriormente Agoyán a las 12:00 con 138,5 MW.

Posteriormente se arrancó la unidad 3 de Santa Rosa (inicialmente con 3 MW), la que ayudó a continuar la reconexión de la carga de la EEQSA.

Primero se energizó la subestación Molino y luego se continuó con Totoras, Agoyán, Santa Rosa, Santo Domingo – Esmeraldas, Vicentina – Ibarra, Riobamba, Ambato – Pucará – Mulaló.

5.4.1.2. Restablecimiento de la Zona Eléctrica B

El objetivo del restablecimiento de esta zona es el de reconectar la carga de EMELGUR (Quevedo) y EMELMANABI.

Con el fin de evitar problemas con el control de la frecuencia de la zona, EMELMANABI y EMELGUR reconectaron la carga en pasos de hasta 4 MW en cada maniobra.

El restablecimiento de la zona eléctrica B se inicio desde la zona eléctrica A que ya estaba energizada y luego se solicitó a la central Marcel Laniado el "arranque en negro" de una unidad y la inmediata alimentación de sus servicios auxiliares. A las 13:00 la central Marcel Laniado ingresa al S.N.I. aportando una potencia de 120 MW.

La secuencia de energización de las subestaciones fue: Quevedo – Chone – Portoviejo.

5.4.1.3. Restablecimiento de la Zona Eléctrica C

El objetivo del restablecimiento de esta zona es el de reconectar la carga de CATEG-D (hoy CATEG-D) del área de Salitral y el de suministrar servicios

auxiliares a las centrales: Álvaro Tinajero, Aníbal Santos, Gonzalo Zevallos, Trinitaria, Victoria II, y Power Barge I.

El restablecimiento de esta zona se inició con el arranque en negro de las unidades 1 y 2 de la central Álvaro Tinajero y las unidades 1, 2 y 3 de la central Aníbal Santos y la posterior energización de las barras de 69 kV de las centrales Álvaro Tinajero y Aníbal Santos. Una vez conectado al sistema las unidades 1 y 2 de Álvaro Tinajero iniciaron su operación con 15 y 25 MW, respectivamente mientras que las 3 unidades de Aníbal Santos aportaron con 34 MW.

Con el fin de evitar problemas con el control de la frecuencia de la zona, CATEG-D debió reconectar la carga en pasos de hasta 4 MW en cada maniobra.

Las subestaciones fueron energizadas en el siguiente orden: Salitral – Trinitaria – Electroquil 2.

5.4.1.4. Restablecimiento de la Zona Eléctrica D

El objetivo del restablecimiento de esta zona es reconectar la carga de CATEG-D, EMELGUR, EMEPE, INTERAGUA, EEMILAGRO, EMELORO, EMELRIOS, EERCSUR y EERSUR y suministrar servicios auxiliares a las centrales: Machala Power, Dr. Enrique García y demás centrales de la zona.

El restablecimiento de esta zona se inició con el arranque en negro de las unidades de la central Paute y, la posterior energización de las barras de la S/E Molino (al igual que el restablecimiento de la Zona Eléctrica A).

Luego de energizada la subestación Molino se energizaron las subestaciones Milagro – Pascuales, Policentro – Santa Elena – Posorja, San Idelfonso – Macha – Babahoyo, Cuenca y Loja.

Luego de energizar las subestaciones Milagro – Pascuales se realizó la correspondiente sincronización con la zona eléctrica C.

5.4.2. RESTABLECIMIENTO DE LA CENTRAL PAUTE

La Central Paute fue la primera en ingresar para levantar al sistema. En la tabla 5.8 se muestra la secuencia de maniobras ejecutadas.

Tabla 5.8. Maniobras Ejecutadas para el restablecimiento de la Central Paute [35]

HORA	MANIOBRA EJECUTADA
09:44	Reconocimiento y levantamiento de alarmas y relés.
09:50	Inicio de proceso de normalización en coordinación con CENACE En casa de maquinas arranque del generador de emergencia para el control de parada de unidades de Fase AB y el arranque en negro. Apertura de posiciones de Barras del CFCM y CCCM.
09:57	Verificación de apertura de interruptores de unidad y en coordinación con Transelectric apertura de todas las posiciones de las Barras de 138 y 230 kV. Apertura de posiciones de Barras del CFPM, excepto alimentación a CM y EC U4 inicia proceso de arranque en frío
10:03	U4 se acopla a Barra 2
10:15	Transelectric energiza AT1, cierra primero en 230 kV y se energiza en 138 kV.
10:16	Se registran oscilaciones de voltaje y frecuencia.
10:17	Se cierra interruptor de Barra J y se acopla Barra K,
10:20	Se inicia proceso de normalización de Barras de Auxiliares en CM
10:28	U3 recibe señal de arranque
10:32	U6 recibe señal de arranque
10:35	U9 recibe seña de arranque
10:39	U3 sincronizada
10:43	U9 sincronizada
10:48	U6 sincronizada
10:50	U1 recibe señal de arranque
10:56	U1 sincronizada
11:03	U8 recibe señal de arranque
11:04	En CFPM se cierran posiciones a Draga, Presa y Campamento.
11:05	U2 recibe señal de arranque
11:09	U8 sincronizada
11:13	U2 sincronizada, se estabilizan oscilaciones de voltaje y frecuencia
11:55	CENACE solicita dos unidades
11:56	U7 recibe señal de arranque
11:58	U5 recibe señal de arranque
12:02	U7 sincronizada
12:05	U5 sincronizada
14:35	U1, U2 y U3 en control AGC

A las 12:05 ingresaron las 9 unidades de la Central Paute entregando una potencia de 196 MW e incrementaron su generación en función del restablecimiento secuencial de la carga hasta 700,6 MW a las 14:00.

5.4.3. RESTABLECIMIENTO DE LOS DEMÁS GENERADORES DEL S.N.I.

Luego de ingresada la Central Paute, los restantes Generadores del S.N.I. empezaron a conectarse para iniciar el restablecimiento del sistema. Primero entraron los generadores con capacidad de arranque en negro y luego fueron arrancando los generadores de cada una de las zonas eléctricas como se especificó en el literal 5.4.1.

En la tabla 5.9 se muestra el orden de ingreso de las centrales de generación y la potencia con la que ingresaron cada una.

Tabla 5.9. Orden del Ingreso de las Centrales del S.N.I. [38]

CENTRAL	POTENCIA (MW)
Paute U4	11,0
Pucará	7,0
Álvaro Tinajero 1	15,0
Álvaro Tinajero 1	25,0
Aníbal Santos 1-2-3	34,0
Paute U1, U2, U8	180,0
Agoyán	138,5
Cumbayá	18,4
Guangopolo – Pasochoa – Los Chillos	14,6
Carlos Mora	1,8
El Ambi	1,5
Vapor Aníbal Santos	30,0
Santa Rosa 3	3,0
Daule Peripa	120,0
Hidráulicas Emelnorte	5,0
San Miguel	8,0
El Carmen	5,0
Guayaquil Electroecuador	10,3
Illuchi	3,8
Chimbo	1,2
Guangopolo	5,1
Gonzalo Zevallos	19,1
Machala Power	64,5
Trinitaria	22,4
Termoesmeraldas	26,9
El Descanso	4,2

5.4.4. RESTABLECIMIENTO DE LA INTERCONEXIÓN A 230 kV

A las 14:44 luego de que el sistema recobró casi el 100% de la carga desconectada se procedió a cerrar la interconexión con Colombia a 230 kV por parte del CENACE.

Luego del cierre de la interconexión se empezó a importar 160,9 MW y en pocos minutos se incremento a 246,1 MW. Con esto se logró disminuir la generación de las unidades de la Central Paute de 700,6 MW a 516,0 MW.

La interconexión se mantuvo trabajando en condiciones de inseguridad desde su reconexión hasta las 23:33 hora en la que se puso en operación el AGC de la unidad 6.

5.5. DIFICULTADES EN ARMAR EL SISTEMA NACIONAL

El sábado 1 de marzo de 2003 se produjo el colapso del Sistema Nacional Interconectado luego de lo cual se tuvo que restablecer el sistema según lo especificado en el numeral 5.4.

La reconexión de la carga y la correspondiente energización de las unidades necesarias para conseguir el restablecimiento se llevaron a cabo exitosamente pero se tuvo que superar ciertas dificultades operativas para conseguir la ejecución del restablecimiento, las cuales se indican a continuación:

- Con el fin de brindar una mayor seguridad y estabilidad a las zonas en recuperación, se debió cerrar lo más rápido posible las mallas eléctricas existentes en las mismas:
  - Santa Rosa – Totoras – Ambato – Pucará – Mulaló – Vicentina – Santa Rosa.

- Pomasqui (TRANSELECTRIC) – Santa Rosa – Selva Alegre – S/E 19 – Pomasqui (EEQSA) – Pomasqui (TRANSELECTRIC).
- Pascuales – Trinitaria – Salitral – Pascuales.

Sin embargo esto no pudo ser realizado con la suficiente rapidez debido a la falta de personal preparado para enfrentar el colapso.

- Según lo establecido por el CENACE y debido a la hora en la que ocurrió el colapso, la carga de EMELNORTE debía ser restablecida desde el sistema eléctrico colombiano a través de la interconexión Colombia – Ecuador de 138 kV, cuya capacidad máxima de transferencia es de 40 MVA; sin embargo, esto no pudo llevarse a cabo puesto que la zona sur de Colombia también estaba fuera de servicio. Por este motivo el procedimiento aplicado fue diferente y el restablecimiento de Ibarra y Tulcán se realizó desde la subestación Vicentina.

- El restablecimiento de la zona eléctrica A debía iniciarse desde el sistema eléctrico de Colombia, mediante el cierre de un circuito de la L/T Jamondino – Pomasqui de 230 kV pero esto no pudo realizarse ya que la subestación Jamondino se encontraba indisponible por lo que la reconexión de la zona A tuvo que iniciarse desde la subestación Molino con el ingreso de las unidades de la Central Paute.

- La energización del primer circuito de las líneas de transmisión de doble circuito y de las líneas de transmisión de simple circuito, se debió realizar con voltajes más bajos a los voltajes de operación normal en las barras de las subestaciones de envío. A continuación se indican los voltajes referenciales de las subestaciones de envío, previo a la energización de las líneas de transmisión:

Tabla 5.10. Voltaje de energización de las líneas de 138 kV y 230 kV [36]

Línea de Transmisión	Voltaje Objetivo (kV) S/E envío
Totoras – Agoyán	140
Totoras – Ambato	138
Ambato – Pucará	138
Santa Rosa – Vicentina	136
Vicentina – Mulaló	138
Mulaló – Pucará	138
Vicentina – Ibarra	136
Tulcán – Ibarra	136
Sto. Domingo - Esmeraldas	137
Daule Peripa – Quevedo	138
Daule Peripa – Chone	138
Daule Peripa – Portoviejo	138
Molino – Cuenca	138
Cuenca – Loja	136
Pascuales – Policentro	136
Pascuales – Santa Elena	136
Pascuales – Electroquil 3	136
Milagro – San Idelfonso	138
San Idelfonso – Milagro	136
Milagro – Babahoyo	138

Línea de Transmisión	Voltaje Objetivo (kV) S/E envío
Jamondino – Pomasqui	225
Pomasqui – Santa Rosa	226
Sta. Rosa – Sto. Domingo	225
Santa Rosa – Totoras	224
Totoras – Riobamba	224
Sto. Domingo – Quevedo	225
Pascuales – Quevedo	220
Molino – Milagro	226
Milagro – Pascuales	225
Pascuales – Trinitaria	220
Molino – Riobamba	230
Molino – Totoras	230
Pascuales – Molino	220

- Durante el tiempo en que el S.N.I. operó en estado de emergencia, los parámetros de frecuencia y voltaje estuvieron fuera de los rangos establecidos para operación normal, y se trató de mantenerlos dentro de los límites establecidos para operación en condiciones de emergencia.

- Durante el restablecimiento no se excedió del 100% de la capacidad de generación de las unidades que se encontraban en operación, ni la capacidad máxima permitida de los equipos del S.N.T. (transformadores, líneas de transmisión).

- Los circuitos de distribución que pertenecen al Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia (EAC) y al Esquema de Alivio de Carga por Bajo Voltaje (EAV) tuvieron prioridad en el restablecimiento del S.N.I.

- En el proceso de restablecimiento del S.N.I. la disposición de arranque y sincronización de las unidades de generación se debe realizar, en la medida de lo posible, de acuerdo a lo establecido en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho en vigencia. Esto no pudo ser cumplido puesto que alrededor de 250 MW debían provenir desde Colombia y esta potencia no estaba disponible por lo que se tuvo que compensarla con las 9 unidades de Paute que ingresaron para restablecer el sistema.

- Los circuitos número 1 de las líneas de transmisión de doble circuito de 230 kV pertenecientes al S.N.T. poseen relés de sobrevoltaje, por esto en el proceso inicial de conformación de las Zonas Eléctricas se debió conectar primero los circuitos número 2.

- Antes de conectar transformadores en paralelo se debió cargar el primer transformador hasta un 60% de su valor nominal. Adicionalmente se tuvo que considerar los niveles de voltaje en barras de los puntos de entrega.

- Antes de reconectar toda la carga desconectada, fue necesario cerrar el anillo troncal de 230 kV, con el fin de evitar problemas de sincronización de las líneas de transmisión. Adicionalmente con el cierre del anillo se reforzó el sistema y se le brindó una mayor seguridad y estabilidad.

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS COMERCIAL Y ECONÓMICO

6.1. EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS COMERCIALES EN EL MEM

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS COMERCIAL Y ECONÓMICO

6.1. EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS COMERCIALES EN EL MEM

El MEM es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores (agentes), donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctricas [4].

En el MEM se realiza la comercialización de la energía eléctrica, que consiste en la compra – venta de energía e incluye la medición, liquidación, facturación y cobro. El sistema de evaluación de las transacciones de energía contempla la remuneración a los Generadores y Exportadores, el pago de los Distribuidores e importadores y la remuneración a la Empresa de Transmisión. Además, todos los agentes están sujetos al pago de penalizaciones y cargos por servicios prestados por el MEM.

La energía eléctrica es el producto que se comercializa en el MEM por lo que al producirse cortes de energía durante determinados períodos la comercialización se suspende provocando que los compradores (distribuidores y grandes consumidores) dejen de recibir y comprar el producto mientras que los vendedores (generadores) dejen de producirlo y venderlo.

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

6.1.1. TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MEM

Los Distribuidores pagan por la energía recibida del Mercado Ocasional al precio marginal horario sancionado. El CENACE registra los contratos de compra de

energía a plazo de los Distribuidores, por lo tanto, dispone de los valores de energía de la curva de carga horaria de contratos para cada Agente del MEM.

La cantidad de energía horaria recibida por cada Distribuidor en su nodo de intercambio con el MEM se determina como resultado de los registros del Sistema de Medición Comercial. Las cantidades de energía recibidas por un Distribuidor o Gran Consumidor hora a hora del Mercado Ocasional se determinan por el CENACE considerando la energía recibida en su nodo y la energía contratada.

Los Generadores reciben una remuneración por la venta de energía neta al sistema en el Mercado Ocasional descontando el consumo de auxiliares. Se considera que los Generadores entregan su energía en el nodo de intercambio asignado [39].

La remuneración variable al Transmisor se hace prescindiendo de los contratos. Es la diferencia entre la energía neta entregada por los Generadores y Autogeneradores y la neta recibida por los Distribuidores y Grandes Consumidores la que se considera para la remuneración al transporte,

6.1.2. PRECIO DE LA ENERGÍA

La energía se valora con el costo económico marginal horario. El costo de la energía es variable en cada nodo o barra en el S.N.I. dependiendo de su ubicación respecto a la Barra de Mercado. El precio de la energía, para una hora dada, de una barra o un nodo de la red, se calcula como el producto de su Factor de Nodo horario multiplicado por el Precio de la Energía en la Barra de Mercado a esa hora [4]:

$$PEb_h = FNb_h \times PEM_h \tag{6.1}$$

Donde: PEb_h = precio de la energía en una barra o nodo b del sistema a una hora h

FNb_h = factor de nodo en una barra o nodo b del sistema a una hora h

PEM_h = precio de la energía en la barra de mercado a la hora h

Costo Marginal de Energía.- Es el costo de generar un kWh adicional en una hora determinada, correspondiente a aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

Costo Marginal de Mercado.- El Costo marginal de energía, referido a la Barra de Mercado, mediante la aplicación del correspondiente factor de nodo horario.

Factor de Nodo o Factor Nodal.- Es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo.

6.1.3. PÉRDIDAS COMERCIALES EN EL MEM

El sábado 1 de marzo de 2003 se produjo el colapso total del S.N.I. a las 9:41, luego de lo cual se suspendió el servicio de energía eléctrica a todos los usuarios del S.N.I. durante varias horas, provocándose sustanciosas pérdidas en la comercialización de la energía eléctrica en el MEM.

Luego del colapso, el sistema entró en un proceso de restablecimiento del servicio eléctrico durante el cual comenzaron a generar unidades que no estaban en el Despacho Económico Diario Programado por lo que incluso luego de completada la reconexión de la carga ciertas unidades como Termoesmeraldas y Trinitaria continuaron sin comercializar la energía que les correspondía aquel día, sufriendo considerables pérdidas comerciales. En cambio, otras empresas como Hidropaute obtuvieron ganancias puesto que comercializaron más energía de lo estimado, sin embargo sufrieron un gasto excesivo de recursos no proyectados (Hidropaute se vio obligada a generar hasta 250% más de lo programado en un mes en el que nos encontrábamos en estiaje).

La determinación real del costo de la energía que no pudo ser comercializada requeriría de un análisis en el que se debería incluir los factores de nodo de cada una de las barras de generación, sin embargo se puede realizar un análisis aproximado despreciando los factores de nodo con lo cual se conseguiría tener una idea global de la cantidad de dinero que perdieron los agentes del MEM por la energía que no pudo ser comercializada, con lo cual la ecuación 6.1 quedaría de la siguiente manera:

$$PEb_h \approx PEM_h \tag{6.2}$$

6.2.1.1. Energía no comercializada por Generadores

La mayoría de las centrales eléctricas sufrieron pérdidas debido a la cantidad de energía que no pudieron comercializar (vender). En la tabla 6.1 se muestra el cálculo aproximado (utilizando la ecuación 6.2) de las pérdidas que sufrieron las generadoras por energía no comercializada.

Tabla 6.1 Pérdidas de Generadoras por energía no comercializada [38]

AGENTE	CENTRAL	ENERGÍA NO COMERCIALIZADA (MWh)	PRECIO DE MERCADO ¢/kWh	PÉRDIDAS POR ENERGÍA NO COMERC. $
HIDROAGOYÁN	Agoyán	346,2	5,97	20668,14
HIDROAGOYÁN	Pucará	68,8	5,97	4107,36
HIDRONACIÓN	Daule Peripa	380,8	5,97	22733,76
EMAAP-Q	El Carmen	27,9	5,97	1665,63
ELECTROGUAYAS	Gonzalo Zevallos	387,1	5,97	23109,87
ELECTROGUAYAS	Trinitaria	1873,7	5,97	111859,89
TERMOESMERALDAS	Esmeraldas	1020,1	5,97	60899,97
MACHALA POWER	Machala Power	410,6	5,97	24512,82
TERMOPICHINCHA	Santa Rosa	9,3	5,97	555,21
TERMOPICHINCHA	Guangopolo	22,0	5,97	1313,40
ELECTROECUADOR	Guayaquil	23,5	5,97	1402,95
EEQSA	Cumbayá Nayón	118,7	5,97	7086,39
EEQSA	Guangopolo Pasochoa Chillos	32,9	5,97	1964,13
ELECAUSTRO	Saucay Saymirin	46,0	5,97	2746,20
ELECAUSTRO	El Descanso	84,0	5,97	5014,80
EMELNORTE	Ambi	5,0	5,97	298,50
EMELNORTE	San Miguel	8,0	5,97	477,60
E.E.R.SUR	Carlos Mora	5,0	5,97	298,50
ELEPCOSA	Illuchi 1 e Illuchi 2	22,0	5,97	1313,40
EMELBO	Chimbo	6,4	5,97	382,08
EEASA	Península	2,5	5,97	149,25
E.E.RIOBAMBA	Alao y Río Blanco	31,4	5,97	1874,58
INTERCONEXIÓN		1515,4	5,97	90469,38
TOTAL		**6.441,3**		**384.903,81**

Las centrales que sufrieron la mayor cantidad de pérdidas por energía no comercializada fueron Termoesmeraldas y Trinitaria, y en especial esta última, que debió ser sacada de servicio a las 19:00 porque no pudo llegar a condiciones estables de operación luego de su restablecimiento a las 16:00.

Algunas centrales de generación que ingresaron para restablecer al sistema en cambio se beneficiaron de ganancias comerciales puesto que operaron sin estar planificadas (Hidroeléctricas de EMELNORTE, Álvaro Tinajero y Aníbal Santos) o tuvieron que entregar mucha más energía de lo programado (Hidropaute y Vapor de Aníbal Santos).

6.2.1.2. Energía no comercializada por Distribuidores

Mientras estuvieron desconectadas del sistema, las empresas distribuidoras dejaron de comprar energía eléctrica a los generadores y de venderla a los usuarios finales. La energía que dejó de ser comprada por las empresas distribuidoras y el valor que no se comercializó por este motivo se muestran en la tabla 6.2.

Tabla 6.2 Pérdidas de Distribuidoras por energía no comercializada [34], [40]

EMPRESA	ENS (MWh)	PRECIO POR EMPRESA ¢/kWh	COSTO ENERGÍA NO COMERCIALIZADA DISTRIBUIDORAS $
CATEG-D	797.55	7,59	60534,05
E.E.Q.S.A.	766.23	7,59	58156,86
EMELMANABÍ	198.49	10,57	20980,39
EMELGUR	131.25	10,65	13978,13
E.E. AMBATO S.A.	59.77	10,83	6473,09
ELEPCO	88.11	10,39	9154,63
E.E. RIOBAMBA S.A.	30.26	9,97	3016,92
EMELBO	9.51	12,21	1161,17
EMELNORTE	72.00	9,93	7149,60
EMELSAD	50.18	9,91	4972,84
EMELESA	67.85	9,12	6187,92
E.E.R.C.S.	114.99	9,44	10855,06
EMELRIOS	57.25	8,61	4929,23

EMEPE	59.54	10,39	6186,21
E.E.M.C.A.	69.12	10,67	7375,10
EMELORO	102.15	9,99	10204,79
E.E.R.S.S.A.	24.98	11,24	2807,75
TOTAL			**234.123,72**

6.2. EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ECONÓMICAS

Los cortes de suministro eléctrico afectan a todos los usuarios produciendo graves distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad como en el confort de las personas y dependiendo de su duración provocan pérdidas económicas debido a la detención de las actividades comerciales e industriales del país.

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

Algunos comerciantes se ven obligados a traducir a sus clientes ese gasto adicional aumentando el costo de los servicios o productos que ofrecen.

A esto se suma el efecto social que produce un corte de energía; por ejemplo, muchos hospitales detienen sus operaciones normales, el tránsito vehicular se altera debido al caos que se produce por la falta de señalización, sobre todo en las llamadas horas "pico", la falta de servicios que provoca irritación entre los ciudadanos e incluso la pérdida de vidas humanas.

Es por esto que el enorme costo económico que provocan los cortes de energía debe ser reflejado en un monto al que se llama *costo de la energía no suministrada* en el cual se representa el costo social y las pérdidas que sufren los sectores industrial y comercial del país.

6.2.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La Energía no Suministrada ENS representa la cantidad de energía que se deja de proveer a los usuarios debido a la indisponibilidad de uno o varios elementos del sistema.

6.2.1.3. Cálculo de la Energía no suministrada

Las indisponibilidades de instalaciones de transmisión y puntos de conexión que causan la suspensión del suministro de energía a los Agentes y es necesario determinar la cantidad de energía no suministrada (ENS) sobre la base de la curva de demanda prevista por el punto de conexión para ese día en la planificación operativa del CENACE.

El Transmisor y los Agentes acordarán en los Contratos de Conexión, los tiempos máximos para el restablecimiento del servicio por un punto de conexión que ha sido previamente desconectado. En caso contrario, se considerará que la carga ha sido restablecida totalmente, cuando se ha energizado el 85% o más de ésta o de su valor esperado para esa hora. El tiempo en el cual el Agente afectado reconectará la carga no será superior a 0.5 horas, luego de que el CENACE autorice su normalización; después de ese tiempo se considerará que la ENS por ese punto de conexión es cero.

Para indisponibilidades mayores a 3 horas de duración, el cálculo de la ENS lo hace el CENACE sobre la base de las curvas de demandas esperadas.
Para indisponibilidades iguales o menores a 3 horas, la ENS se calcula considerando los casos siguientes:

Si la indisponibilidad afecta el suministro de energía a la carga en las horas de máxima demanda, la ENS se calculará sobre la base de la siguiente relación:

$$ENS = \frac{1}{2}\left[Tm \times (Pi - Pf) + Tf \times Pm + Tc \times Pf\right] \qquad (6.3)$$

Si la indisponibilidad no afecta a la carga en las horas de máxima demanda, la ENS se calculará sobre la base de la siguiente relación:

$$ENS = \frac{1}{2}\left[Tf \times Pi + Tc \times Pf\right] \qquad (6.4)$$

Siendo en estas relaciones:

Tm = Período de tiempo desde el inicio del evento hasta cuando se produce la máxima demanda por esa instalación

Tc = Período de tiempo desde el inicio del evento hasta la energización de la instalación desconectada

Tf = Período de tiempo desde el inicio del evento hasta cuando la carga reconectada es igual o mayor al 85% de la demanda proyectada para esa hora

Pi = Potencia desconectada en el inicio del evento

Pm = Demanda máxima proyectada para la instalación desconectada

Pf = Potencia proyectada para esa instalación, en el momento en que se ha energizado el 85% o más de la carga desconectada en el sistema del Agente

6.2.1.4. Costo de la Energía no Suministrada

Los costos de la energía no suministrada (ENS) deben ser determinados por el CONELEC. Estos costos son función creciente de la magnitud de los déficits, por lo que el CONELEC, debe comunicar al CENACE hasta el 31 de agosto de cada año, las magnitudes de déficit en porcentaje de la demanda no servida y los costos asociados. Sin embargo esto no es realizado por lo que el costo de la energía no servida tiene que ser estimado para el desarrollo de cada proyecto de energía eléctrica.

Según estudios realizados en el desarrollo de proyectos técnico económicos de modernización del estado el costo de la energía no suministrada para el año 2003 podía variar entre 0,50 $/kWh y 1,50 $/kWh dependiendo de las circunstancias, día y hora en el que se desee realizar el estudio. El 1 de marzo de 2003 fue un

sábado parte del feriado de carnaval por lo que el costo de la ENS no debió ser demasiado alto. Sin embargo, ya que no existe un valor real, se realiza el cálculo con los dos valores estimados para obtener un rango que podría dar una idea del costo total de la energía no suministrada el 1 de marzo de 2003.

Tabla 6.3 Pérdidas Económicas por energía no suministrada por distribuidoras

Empresa	ENS (Mwh)	Costo Min ENS $/KWh	Costo Mínimo Energía no Comercializada $	Costo Max ENS $/kWh	Costo Máximo Energía No Comercializada $
EMELEC	797,55	0,50	398775,00	1,50	1196325,00
E.E.Q.S.A.	766,23	0,50	383115,00	1,50	1149345,00
EMELMANABÍ	198,49	0,50	99245,00	1,50	297735,00
EMELGUR	131,25	0,50	65625,00	1,50	196875,00
E.E. AMBATO S.A.	59,77	0,50	29885,00	1,50	89655,00
ELEPCO	88,11	0,50	44055,00	1,50	132165,00
E.E. RIOBAMBA S.A.	30,26	0,50	15130,00	1,50	45390,00
EMELBO	9,51	0,50	4755,00	1,50	14265,00
EMELNORTE	72,00	0,50	36000,00	1,50	108000,00
EMELSAD	50,18	0,50	25090,00	1,50	75270,00
EMELESA	67,85	0,50	33925,00	1,50	101775,00
E.E.R.C.S.	114,99	0,50	57495,00	1,50	172485,00
EMELRIOS	57,25	0,50	28625,00	1,50	85875,00
EMEPE	59,54	0,50	29770,00	1,50	89310,00
E.E.M.C.A.	69,12	0,50	34560,00	1,50	103680,00
EMELORO	102,15	0,50	51075,00	1,50	153225,00
E.E.R.S.S.A.	24,98	0,50	12490,00	1,50	37470,00
TOTAL			**1'349.615,00**		**4'048.845,00**

Las pérdidas económicas que sufrió el país debido a la pérdida del servicio eléctrico por el colapso del 1 de marzo de 2003 pudieron estar aproximadamente entre 1,5 y 4 millones de dólares.

Se vieron gravemente afectados los sectores industrial y comercial causando la discontinuidad de la producción por lo que se tuvo que recuperar la actividad productiva mediante trabajo extraordinario. Además, las molestias que sufrió la ciudadanía en general provocaron conflictos de carácter social imposible de ser compensados.

La suspensión del servicio eléctrico causa enormes pérdidas económicas tanto para el sector eléctrico (se deja de comercializar la energía) como para el resto de sectores del país. Es evidente que los colapsos parciales o totales del sistema traen pérdidas cuantiosas para el país por lo que es estrictamente necesario que, ante perturbaciones de pequeña o gran magnitud, el colapso sea evitado a costa de todo, aunque esto signifique desconectar grandes bloques de carga.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

- Parte de la complejidad de los análisis de estabilidad se basa en la dificultad de resolver las ecuaciones no lineales que definen el comportamiento del sistema, favorablemente el desarrollo de la tecnología de la computación ha permitido que este problema sea superado. Actualmente existen en el mercado paquetes computacionales para el análisis de sistemas de potencia, que permiten resolver la estabilidad de grandes sistemas en pocos minutos, pese al gran número de ecuaciones y variables que se manejan.

- Pero la dificultad de los estudios de estabilidad no es únicamente la parte matemática, lo verdaderamente difícil y quizá lo más importante es usar los modelos adecuados y disponer de los datos correctos para que la simulación tenga relación con la realidad.

- Sin duda alguna, el modelo de carga es primordial dentro de la simulación. Lamentablemente se tiene muy poca información sobre los modelos de carga aplicables en el S.N.I. Entonces es necesario que las empresas encargadas de la planificación y operación del S.N.I. determinen los modelos de carga para que los estudios de estabilidad sean aceptables.

- El Sector Eléctrico está atravesando una crisis evidente. El modelo económico planteado luego de la desintegración de INECEL trajo muchas expectativas de solución a los problemas de desabastecimiento de energía, sin embargo debido a malas políticas e intereses personales no se ha dado paso a la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos, desde hace mucho tiempo estudiados. Sin duda, la ejecución de estos proyectos supliría el déficit de energía que vive actualmente el país, el cual ha generado dependencia de la interconexión con Colombia.

- El crecimiento limitado de los sistemas eléctricos de potencia debido a restricciones políticas, económicas y ambientales; el aumento de interconexiones; el uso de nuevas tecnologías; y, la necesidad de operar el sistema económicamente, ha causado que los problemas de inestabilidad sean más frecuentes. Por tal razón, la necesidad de estudios de estabilidad es cada día más importante, para una correcta planificación y operación del sistema.

- La falla sostenida en la línea de transmisión Yumbo – San Bernardino inició la secuencia de eventos que provocaron el colapso total del S.N.I. el 1 de marzo de 2003. Sin embargo, no es posible estimar que la causa del colapso haya sido aquella falla ya que luego de la apertura de la línea de interconexión Jamondino – Pomasqui cada sistema tenía que mantenerse por sí solo aplicando los esquemas de protección contra desbalances generación – carga que dispone cada uno.

- Los desbalances generación – carga que ocurrieron durante la falla causaron la caída de frecuencia y la variación de voltaje en el sistema provocando que los reguladores automáticos de voltaje de los alimentadores del sistema de distribución de CATEG-D, EMELGUR, Azogues, Sur y Centro Sur incrementaran el flujo de reactivos por las líneas de transmisión Molino – Milagro, Molino – Pascuales y Molino – Cuenca. Cada paso de regulación provocaba el incremento de los flujos de potencia e impedía que el sistema lograse estabilizar y mantener.

- La causa del colapso fue inestabilidad de voltaje, la cual fue provocada por el incremento incontrolable del flujo de potencia por las líneas Molino – Milagro y Molino – Pascuales debido a que la carga dinámica de Guayaquil *intentó* restaurar el consumo de potencia al actuar los reguladores automáticos de voltaje del sistema de distribución, superando la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada.

- El incremento del flujo de potencia por las líneas de transmisión llegó a provocar el colapso de voltaje del S.N.I. al mismo tiempo que la frecuencia llegó a 54,27 Hz causando la salida de todas las unidades de generación conectadas y el posterior colapso total del sistema.

- Como se ha demostrado en este trabajo, elementos que parecerían insignificantes dentro del comportamiento dinámico de un S.E.P., como son los reguladores de voltaje de los alimentadores primarios de los sistemas de distribución, pueden causar la pérdida de estabilidad del sistema. Por ello, es necesario que los estudios de estabilidad además de realizarse cuando se instala una nueva central de generación, se aumente una interconexión o se conecte una nueva línea, se los haga también cuando se implementan medios de regulación de voltaje en el sistema eléctrico.

- A pesar que los reguladores de voltaje de las empresas distribuidoras causaron el incremento de los flujos de potencia por las líneas descritas, el sistema tenía la capacidad de mantenerse luego de seccionar casi toda la carga del sistema; sin embargo, la mala calibración del relé de frecuencia de la Central Marcel Laniado la obligó a salir de servicio a los 58,17 Hz que constituye una frecuencia alta para generadores hidráulicos.

7.2. RECOMENDACIONES

- Los estudios de estabilidad realizados por instituciones del sector eléctrico carecen de una adecuada modelación de la carga. Se considera que esta no se altera con el cambio de las variables del sistema (frecuencia y voltaje) lo cual no se cumple. Como se comprobó en el desarrollo del proyecto, la carga forma parte esencial del comportamiento dinámico del sistema tanto por su propio amortiguamiento como por el efecto de los reguladores automáticos de voltaje de los alimentadores de las subestaciones de distribución. Se debe realizar estudios para incluir el efecto de la carga en la modelación que se utiliza en estudios de estabilidad.

- Antes de instalar equipos de control, como los reguladores automáticos de voltaje, es necesario realizar estudios que garanticen su adecuado funcionamiento ya que su utilización podría traer consigo desventajas en situaciones de contingencias que provoquen flujos de reactivos en perjuicio de todo el sistema.

- Es indispensable que se garantice la adecuada calibración de las protecciones del S.N.I. especialmente de los relés de baja frecuencia de generadores y alimentadores primarios de subestaciones de distribución.

- Se debería supervisar que las empresas distribuidoras y los grandes consumidores tengan implementado adecuadamente el esquema de alivio de carga determinado periódicamente por el CENACE.

- El sector eléctrico ecuatoriano atraviesa una grave crisis por déficit energético. Existe casi igual potencia instalada en parque generador térmico como en hidráulico. El Ecuador posee una enorme cantidad de recursos hídricos y están en estudio decenas de proyectos hidroeléctricos. Es necesario que se incentive el desarrollo y construcción de nuevas centrales hidroeléctricas para

solucionar la crisis y disminuir la cantidad de energía importada desde Colombia y Perú y así reducir el gasto del país en energía eléctrica.

- El costo de la energía no suministrada muestra el efecto social y las pérdidas en los sectores residencial, comercial e industrial y es un rubro importante en el análisis económico de proyectos eléctricos. Es indispensable que se realicen estudios para determinar valores adecuados del costo de la ENS en el Ecuador.

- Las centrales de generación designadas para "arrancar en negro" en cada una de las zonas eléctricas del S.N.I. deben estar siempre preparadas para el efecto y disponer del personal capacitado necesario para lograr una restauración pronta del sistema en caso de colapsos, incluso en días feriados como fue el sábado 1 de marzo de 2003.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] CONELEC, "Plan de Electrificación 2002 – 2011", 2002.

[2] Congreso Nacional del Ecuador, "Ley del Régimen del Sector Eléctrico", Suplemento del Registro Oficial Nº 43. Jueves 10 de octubre de 1996.

[3] CONELEC, "Reglamento para Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista".

[4] CONELEC, "Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista", Regulación No. CONELEC 007/00, Res. Directorio No. 0126/00, 2000-08-09.

[5] DÍAZ, Juan, "Evaluación de la confiabilidad en el marco reestructurado de los sistemas eléctricos competitivos", Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2000.

[6] ARRIAGADA, Aldo, "Evaluación de confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución", Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1994.

[7] CENACE, "Índices de Confiabilidad para el Sistema Nacional Interconectado", 2004.

[8] CONELEC, "Procedimientos de Despacho y Operación", Regulación No. CONELEC 006/00, Res. Directorio No. 0125/00, 2000-08-09.

[9] CENACE, CND, "Acuerdo Operativo Interconexión Colombia – Ecuador", Quito, 29 de noviembre de 2002.

[10] CADENA, Medardo, "Criterios para definir el Esquema de Alivio de Carga".

[11] CENACE, "Interconexión eléctrica Ecuador – Colombia: Resultados de los estudios eléctricos", marzo de 2003.

[12] CENACE, "Despacho Económico Diario Programado", sábado 1 de marzo de 2003.

[13] CENACE, "Informe de Fallas en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano e Interconexiones Internacionales", Quito, Ecuador, Dirección de Operaciones, falla 2003-03-01.

[14] CENACE, "Registro de cargas en las barras del Sistema Nacional Interconectado", 2003-03-01.

[15] TOBAR, José; RUIZ, Héctor; HERNÁNDEZ, Máximo, "Modelado y Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia en Estado Estacionario", página Web del Internet, noviembre de 2003.

[16] VIQUEIRA, Jacinto, "Redes Eléctricas", Primera Parte, Editorial Representaciones y Servicios de Ingeniería S.A., 2ª edición, México.

[17] GRAINGER, Jhon - STEVENSON, William, "Análisis de Sistemas de Potencia", Editorial McGraw – Hill Inc., Impreso en México, 1996.

[18] KUNDUR, Prabha, "Power system stability and control", McGraw – Hill, New York, 1994.

[19] ARGÜELLO, Gabriel, "Flujos Determinísticos y Estocásticos para Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", Instituto Ecuatoriano de Electrificación, Escuela Politécnica Nacional, CIEEPI, 1987.

[20] HIDROPAUTE S.A., "Registros del Sistema Registrador de Perturbaciones de Potencia", 1 de marzo de 2003.

[21] IEEE/CIGRE Join Task Force, "Definition and Classification of power System Stability", IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 9, No. 2, May 2004.

[22] ELGERD, Olle, "Electric Energy Systems Theory: An Introduction", McGraw – Hill, New Delhi, 1971.

[23] ORTIZ, Ramiro; MACHADO, Eduardo, "Pequeñas Centrales Hidroeléctricas", Mc Graw Hill, Colombia, 2001.

[24] IEEE Committee Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies", New York, February 1973.

[25] TRANSELECTRIC, "Base de datos de los componentes estáticos y dinámicos del S.N.I. para el Power Factory".

[26] IEEE Working Group on Computer Modelling of Excitation Systems, "Excitation System Models for Power System Stability Studies", IEEE Committee Report, February 1981.

[27] KOTHARI, D. P.; NAGRATH I. J., "Modern Power System Analysis", Third Edition, McGraw Hill, International Edition, 2000.

[28] ANDERSON P., FOUAD A., "Power System Control and Stability", IEEE Press, New York, 1993.

[29] MORALES F., CIPRIANO A., RUDNICK H.,"Evaluación de técnicas basadas en conocimiento para el diseño de controles de excitación en Sistemas de Potencia", Facultad de ingeniería, PUCC, Chile.

[30] VILLARROEL, Manuel, "Protecciones de Sistemas Eléctricos", Universidad de la Frontera, Facultad de Ingeniería, Ciencias y Administración, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Temuco, Chile.

[31] THE POWER ENGINEERING EDUCATION COMMITTEE. "Tutorial IEEE de Protección de Generadores Sincrónicos". Beckwith Electric Co. Inc.

[32] TRANSELECTRIC, "Sistema de Protecciones del Sistema Nacional Interconectado", 2003-12-16.

[33] CENACE, "Análisis de las Causas para el colapso total del sistema eléctrico ecuatoriano el 1 de marzo de 2003".

[34] CENACE, "Informe Preliminar de Fallas o Perturbaciones", 6 de marzo de 2003.

[35] HIDROPAUTE S. A., "Informe de Falla del 1 de marzo de 2003".

[36] CENACE, "Restablecimiento del Servicio ante el Colapso Total del S.N.I.", Instructivo de Trabajo, diciembre de 2004.

[37] ARIAS, Pablo, "Informe de los Acontecimientos ocurridos en el S.N.I., a partir de la Interconexión Eléctrica a 230 kV entre Colombia y Ecuador", Hidropaute, Ecuador.

[38] CENACE, "Despacho Real", 2003-03-01.

[39] CONELEC, "Reglamento de Tarifas para el Sector Eléctrico".

[40] CONELEC, "Estadísticas del Sector Eléctrico año 2003".

ANEXO A

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

ANEXO A

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

1. Potencia de Generación Instalada

ANEXO A.1. POTENCIA DE GENERACIÓN INSTALADA						1 de 4
I. Unidades de Empresas Eléctricas Generadoras en el SIN						1 de 1
Empresa / Entidad	**Tipo de Central**	**Tipo de Comb.**	**Central**	**Unidad**	**Nominal (MW)**	**Efectiva (MW)**
Ecuapower	Térmica G.	Diesel	Sta. Elena	1	-	-
			Sto. Domingo	1	-	-
				2	-	-
Elecaustro	Hidráulica	—	Saucay	1	24,00	24,00
			Saymirín	1	14,40	14,40
	Térmica MCI	Bunker	El Descanso	1	19,20	16,00
		Diesel	Monay	1	11,64	6,90
Electroecuador	Térmica G.	Diesel	Alvaro Tinajero	1	74,94	69,00
			A. Santos (G)	1	100,00	91,00
			Guayaquil (G)	1	13,50	0,00
	Térmica V.	Bunker	A. Santos (V)	1	33,00	27,00
			Guayaquil (V)	1	30,00	30,00
Electroguayas	Térmica G.	Diesel	E. García	1	102,00	92,00
			G.Zevallos (G)	1	30,94	20,00
	Térmica V.	Bunker	G.Zevallos (V)	1	146,00	125,00
			Trinitaria	1	133,00	133,00
Electroquil	Térmica G.	Diesel	Electroquil 2, 3	1	160,00	160,00
Energycorp	Térmica G.	Nafta	Barcaza Vict. II	1	115,00	105,00
Hidroagoyán	Hidráulica	—	Agoyán	1	156,00	156,00
Hidronación	Hidráulica	—	M. Laniado	1	213,00	213,00
Hidropaute	Hidráulica	—	Paute Molino	1	1075,00	1075,00
Hidropucará	Hidráulica	—	Pisayambo	1	38,00	37,00
			(Pucará)	2	38,00	37,00
Machala Power	Térmica g.	Gas	M. Power A, B	1	140,00	140,00
Termoesmeraldas	Térmica V.	Bunker	Esmeraldas	1	132,50	125,00
Termopichincha	Térmica G.	Diesel	Sta. Rosa	1	51,30	45,00
	Térmica MCI	Diesel	Guangopolo	1	31,2	29,40
TOTAL				**75**	**2.882,61**	**2.770,70**

ANEXO A.1. POTENCIA DE GENERACIÓN INSTALADA 2 de 4

II. Unidades de Empresas Eléctricas Distribuidoras en el SIN 1 de 2

Empresa / Entidad	Tipo de Central	Tipo de Comb.	Central	Unidad	Nominal (MW)	Efectiva (MW)
Ambato	Hidráulica		Miraflores	4	1,17	0,00
			Península	4	3,00	2,94
	Térmica MCI	Diesel	El Batán	4	5,98	3,70
			Lligua	2	5,00	4,00
Bolívar	Hidráulica	—	Chimbo	3	1,79	1,55
	Térmica MCI	Diesel	Guaranda	3	2,36	1,60
Centro Sur	Hidráulica	—	Coyoctor	1	0,36	0,36
			Sumblid	1	0,2	0
Cotopaxi	Hidráulica	—	El Estado	2	1,70	0,80
			Illuchi 1, 2	6	9,36	9,20
El Oro	Térmica MCI	Bunker	El Cambio	4	19,18	16,50
		Diesel	Máchala	8	22,16	17,50
Esmeraldas	Térmica MCI	Bunker	La Propicia	4	8,00	7,00
Ex - Inecel	Térmica Gas	Diesel	Grupos Mex.	3	23,40	18,80
	Térmica MCI		Macas	3	4,78	2,70
			Tena	2	2,64	1,84
Los Ríos	Térmica MCI	Diesel	Centro Ind.	4	11,48	11,48
Manabí	Térmica MCI	Bunker	Miraflores	4	13,60	2,00
		Diesel		18	37,00	20,00
Milagro	Térmica MCI	Diesel	Milagro	8	15,00	12,00
Norte	Hidráulica	—	Ambi	2	8,00	8,00
			Atuntaqui	2	0,40	0,36
			Cotacachi	2	0,40	0,36
			Espejo	2	0,40	0,18
Norte	Hidráulica	—	La Playa	3	1,20	1,20
			Otavalo 1	2	0,40	0,00
			Otavalo 2	1	0,40	0,40
			San Gabriel	1	0,40	0,20
			San Miguel	1	3,00	2,90
	Térmica MCI	Diesel	San Frcsco	1	2,50	1,60
Quito	Hidráulica	—	Cumbayá	4	40,00	40,00
			Guangopolo	6	20,92	15,00
			Los Chillos	2	1,78	1,78
			Nayón	2	29,70	29,70
			Pasochoa	2	4,50	4,50
	Térmica MCI	Bunker	G. Hernández	6	34,32	26,20
		Diesel	Luluncoto	3	9,09	8,10
Riobamba	Hidráulica	—	Alao	4	10,48	10,00
			Cordovez	1	0,70	0,30
			Nizag	1	0,31	0,30
			Río Blanco	1	3,00	2,70
	Térmica MCI	Diesel	Alausí	1	0,56	0,40
			Riobamba	1	2,50	2,00

ANEXO A.1. POTENCIA DE GENERACIÓN INSTALADA **3 de 4**

II. Unidades de Empresas Eléctricas Distribuidoras en el SIN **2 de 2**

Empresa / Entidad	Tipo de Central	Tipo de Comb.	Central	Unidad	Nominal (MW)	Efectiva (MW)
Sta. Elena	Térmica MCI	Bunker Diesel	La Libertad	10	20,03	15,60
			Playas	1	1,20	1,00
			Posorja	1	2,84	2,00
Sto. Domingo	Térmica MCI	Diesel	Toachi	2	5,00	0,00
Sur	Hidráulica	-	C. Mora	3	2,40	2,40
	Térmica MCI	Diesel	Catamayo	10	19,75	14,50
TOTAL				**153**	**416,84**	**325,65**

ANEXO A.1. POTENCIA DE GENERACIÓN INSTALADA **4 de 4**

IV. Unidades de Empresas Distribuidoras no incorporadas al SNI **1 de 1**

Empresa / Entidad	Tipo de Central	Tipo de Comb.	Central	Unidad	Nominal (kW)	Efectiva (kW)
Cotopaxi	Hidráulica	—	—	—	1100	900
El Oro	Térmica MCI	Diesel	—	—	401	295
Esmeraldas	Térmica MCI	Diesel	—	—	1361	1178
Ex - Inecel	Hidráulica	—	—	—	405	336
	Térmica MCI	Diesel	—	—	4791	3370
Galápagos	Térmica MCI	Diesel	—	—	7887	6310
Guayas-Los Ríos	Térmica MCI	Diesel	—	—	700	700
Norte	Hidráulica	—	—	—	298	174
Sucumbíos	Hidráulica	—	—	—	400	200
	Térmica MCI	Diesel	—	—	22550	14100
Sur	Hidráulica	—	—	—	240	200
TOTAL				**75**	**40.133**	**27.763**

2. Empresas Distribuidoras

EMPRESA	Provincias a las que Sirve	Área de Concesión (km^2)	Clientes Promed.	Dem. Max. (MW)	Factor de Carga (%)
AMBATO	TUNGURAHUA, PASTAZA, %MORONA	40.805	131.000	79	51%
AZOGUES	% CAÑAR	1.187	22.351	14	50%
BOLÍVAR	BOLÍVAR	3.997	35.765	14	42%
CENTRO SUR	AZUAY, CAÑAR, %MORONA	28.962	200.700	120	55%
COTOPAXI	COTOPAXI	5.556	68.036	44	53%
EL ORO	EL ORO, % AZUAY	6.745	126.131	93	60%
CATEG - D	% GUAYAS	1.399	335.676	639	64%
ESMERALDAS	ESMERALDAS	15.366	52.937	57	58%
GALÁPAGOS	GALÁPAGOS	7.942	4.384	5	42%
GUAYAS- LOS RÍOS	GUAYAS, LOS RÍOS, %MANABI, %COTOPAXI, %AZUAY	10.511	131.535	154	64%
LOS RÍOS	% LOS RÍOS, %GUAYAS, %BOLIVAR, %COTOPAXI	4.059	57.294	47	60%
MANABI	MANABI	16.865	164.422	167	60%
MILAGRO	% GUAYAS, %CANAR, % CHIMBORAZO	6.175	82.510	78	63%
NORTE	CARCHI, IMBABURA, %PICHINCHA, %SUCUMBÍOS	11.979	125.584	76	51%
QUITO	PICHINCHA, %NAPO	14.971	513.696	555	60%
RIOBAMBA	CHIMBORAZO	5.940	104.580	46	51%
STA. ELENA	% GUAYAS	6.774	57.693	63	50%
STO. DOMINGO	% PICHINCHA, % ESMERALDAS	6.574	75.349	57	55%
SUCUMBÍOS	SUCUMBÍOS, ÑAPO, ORELLANA	37.842	19.161	17	43%
SUR	LOJA, ZAMORA, %MORONA	22.721	96.150	40	48%
TOTAL		**256.370**	**2.404.952**	**2.365**	

3. Características de Las líneas de Transmisión

ANEXO A.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN							1 de 3
Línea	Voltaje (kV)	Longitud (Km)	Capacidad Transmisión (MVA)	Número de Circuitos	Conductores de fases		Topología Radial (R) Anillo (A)
					Tipo	Calibre	
Sta. Rosa - Sto. Domingo	230	78,34	342,0	2	ACSR	1113	A
Sto. Domingo - Quevedo	230	104,00	353,0	2	ACSR	1113	A
Quevedo - Pascuales	230	145,25	353,0	2	ACSR	1113	A
Paute - Milagro	230	135,74	342,0	2	ACSR	1113	A
Milagro - Pascuales	230	52,70	353,0	2	ACSR	1113	A
Sta. Rosa - Totoras	230	110,09	342,0	2	ACSR	1113	A
Totoras - Riobamba (1)	230	42,88	342,0	2	ACSR	1113	A
Paute - Riobamba (1)	230	157,30	342,0	2	ACSR	1113	A
Paute - Totoras (1)	230	200,18	342,0	2	ACSR	1113	A
Santa Rosa - Pomasqui	230	46,00	353,0	2			A
Pomasqui - Jamondino	230	213,00	353,0	2			
Paute - Pascuales	230	188,43	342,0	2	ACSR	1113	A
Pascuales - Trinitaria	230	28,28	353,0	2	ACSR	1113	R
Milagro - San Idelfonso	230		353,0	2	ACSR	1113	A
Milagro - Dos Cerritos	230	42,80	353,0	2	ACSR	1113	A
Dos Cerritos - Pascuales	230	9,90	353,0	2	ACSR	1113	A
Central EDC - S.Idelfonso	230	11,20	353,0	1	ACSR	1113	A
Pucará - Ambato	138	27,74	112,0	1	ACSR	477	R
Pucará - Mulaló	138	35,00	112,0	1	ACSR	477	R
Mulaló - Vicentina (2)	138	74,00	112,0	1	ACSR	477	R
Vicentina - Guangopolo	138	7,00	112,0	1	ACSR	477	R
Vicentina - Ibarra	138	80,00	112,0	2	ACSR	477	R
Pascuales - Salitral	138	17,40	126,0	2	ACSR	477	R
Sta.Rosa - Vicentina	138	18,50	112,0	1	ACSR	477	R

ANEXO A.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN **2 de 3**

Línea	Voltaje (kV)	Longitud (Km)	Capacidad Transmisión (MVA)	Número de Circuitos	Conductores de fases		Topología Radial (R) Anillo (A)
					Tipo	Calibre	
Quevedo - Portoviejo	138	107,07	113,2	2	ACSR	397,5	R
Pascuales - Policentro	138	15,10	126,0	2	ACSR	477	R
Ibarra - Tulcán	138	74,48	115,5	1	ACSR	477	R
Quevedo - Daule Peripa	138	43,20	113,2	2	ACSR	397,5	R
Daule Peripa - Portoviejo	138	91,20	113,2	2	ACSR	397,5	R
Sto. Domingo - Esmeraldas	138	154,80	113,2	2	ACSR	397,5	R
Paute - Cuenca	138	67,08	99,5	2	ACSR	397,5	R
Milagro - Babahoyo	138	47,30	113,5	1	ACSR	397,5	R
Pascuales - Babahoyo	138	100,00	113,5	1	ACSR	397,5	R
Cuenca - Loja	138	134,20	99,5	1	ACSR	397,5	R
Pascuales - Las Juntas	138	45,67	113,5	1	ACSR	397,5	R
Las Juntas - Sta. Elena	138	59,80	113,5	1	ACSR	397,5	R
Pascuales - Sta. Elena	138	105,47	113,5	1	ACSR	397,5	R
Pascuales - Electroquil	138	38,03	113,5	1	ACSR	397,5	R
Electroquil - Las Juntas	138	35,24	113,5	1	ACSR	397,5	R
Las Juntas - Posorja	138	48,87	113,5	1	ACSR	397,5	R
Electroquil - Posorja	138	84,11	113,5	1	ACSR	397,5	R
Milagro - Machala	138	133,70	113,5	2	ACSR	397,5	R
Totoras - Agoyán	138	33,00	133,0	2	ACSR	636	R
Totoras - Ambato	138	7,00	99,5	1	ACSR	397,5	R
Cuenca - Limón	138	60,60	88,8	1	ACSR	266,8	R
Loja - Cumbaratza	138	54,10	88,8	1	ACSR	266,8	R
Santa Rosa - Papallacta	138	54,00	133,0	1	ACSR	636,0	R
Pascuales - Cedege	138	54,10	126,0	1	ACSR	477,0	R
Milagro - S.Idelfonso	138	112,70	113,5	2	ACSR	397,5	R
S.Idelfonso - Machala	138	21,00	113,5	2	ACSR	397,5	R
Salitral - Trinitaria	138	11,00	212,0				
D.Peripa - Severino	138	33,54	113,5	1	ACSR	397,5	R

ANEXO A.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN							3 de 3
Línea	Voltaje (kV)	Longitud (Km)	Capacidad Transmisión (MVA)	Número de Circuitos	Conductores de fases		Topología Radial (R) Anillo (A)
					Tipo	Calibre	
Severino - Chone	138	30,25	113,5	2	ACSR	397,5	R
Sta.Rosa - S. Alegre	138	25,00	133,0	2	ACSR	636	R
Sta.Rosa - E. Espejo	138	9,50	133,0	2	ACSR	636	R
E. Espejo - S. Alegre	138	17,00	133,0	2	ACSR	636	R
S. Alegre - S/E 19	138	8,50	133,0	2	ACSR	636	R
S. Alegre - Calderon	138	18,00	133,0	2	ACSR	636	R
S/E 19 - Pomasqui	138	17,50	133,0	2	ACSR	636	R
Pomasqui - Calderon	138	3,00	133,0	2	ACSR	636	R
Calderon - Vicentina	138	20,50	115,5	1	ACSR	477	R
Sta. Rosa - Deriv. El Carmen	138	14,30	99,5	1	ACSR	397,5	R
Der. El Carmen - El Carmen	138	15,00	99,5	2	ACSR	397,5	R
Der. El Carmen - Papallacta	138	16,00	99,5	1	ACSR	397,5	R
Tulcan - Panamericana	138	15,49	115,5	1	ACSR	477	R
Pascuales - E/B CEDEGE	138	10,00	113,5	1	ACSR	397,5	R
Tena - Coca	138	130,00	88,8	1	ACSR	266,8	R
Riobamba - Guaranda	69	30,00	44,4	1	ACSR	266,8	R
Portoviejo - Manta (2 L/T)	69	34,00	44,4	1	ACSR	266,8	R
Totoras - Pelileo	69						
Pelileo - Baños	69						
Baños - Puyo	69	52,00					
Salitral - Electroquil	69	11,00	63,0	2	ACSR	477,0	R
Puyo - Tena	69	66,10	88,8	1	ACSR	266,8	R

Notas:

(1) Un circuito de la línea Paute - Riobamba - Totoras, se secciona en la subestación Riobamba.

(2) Los 18.5 Km finales comparte las estructuras con la L/T Sta. Rosa - Vicentina

4. Principales Subestaciones del S.N.T.

ANEXO A.4. Subestaciones								1 de 2
SUBESTACIÓN	No. Transf.	TIPO	RELACIÓN DE TRANSFORM.	Capacidad (MVA)				LTC
				OA	FA	FOA	Terciario	
Pascuales	3+1	AUTO-1f	230/138/13,8	225	300	375	60/80/1 00	No
Quevedo	3+1	AUTO-1f	230/138/13,8	100	133	167	27/36/45	No
Sta.Rosa	3+1	AUTO-1f	230/138/13,8	225	300	375	60/80/1 00	No
Sto. Domingo	3	AUTO-1f	230/138/13,8	100	133	167	27/36/45	No
Milagro	3+1	AUTO-1f	230/69/13,8	100	133	167	33/39/45	No
Totoras	3+1	AUTO-1f	230/138/13,8	60	80	100	20/27/33	No
Riobamba	3	AUTO-1f	230/69/13,8	60	80	100	20/27/33	Si
Trinitaria	3	AUTO-1f	230/138/13,8	225	300	375	60/80/1 00	No
Total S/E 230/138kV				**1095**	**1459**	**1826**		
Vicentina	1	TRAF-3f	138/46/13,8	33	44	44	11/14	No
Vicentina	1	TRAF-3f	138/46/13,8	33	44	44	11/14	No
Ambato	1	AUTO-3f	138/69/13,8	33	44	44	11/14	No
I barra	1	TRAF-3f	138/34,5/13,8	30	40	50	10	Si
Salitral	3+1	AUTO-1f	138/69/13,8	90	120	150	30	No
Sta. Rosa	1	TRAF-3f	138/46/13,8	45	60	75	1 5/20/25	Si
Sta. Rosa (Móvil)	1	TRAF-3f	1 38/69/46	30	30	30	-	No
Esmeraldas	1	AUTO-3f	138/69/13,8	45	60	75	1 5/20/25	Si
Portoviejo	1	AUTO-3f	138/69/13,8	45	60	75	1 5/20/25	Si
Portoviejo	1	AUTO-3f	138/69/13,8	45	60	75	1 5/20/25	Si
Quevedo -1	1	TRAF-3f	138/69/13,8	20	27	33	20	Si
Quevedo -2	1	AUTO-3f	138/69/13,8	20	27	33	20	Si

ANEXO A.4. Subestaciones								2 de 2
SUBESTACIÓN	No. Transf.	TIPO	RELACIÓN DE TRANSFORM.	Capacidad (MVA)				LTC
				OA	FA	FOA	Terciario	
Sto. Domingo	3	AUTO-1f	138/69/13,8	60	80	100	16/22/27	No
Cuenca	3+1	AUTO-1f	138/69/13,8	60	80	100	16/22/27	No
Pascuales	3+1	AUTO-1f	138/69/13,8	200	224		-	Si
Totoras	3	AUTO-1f	138/69/13,8	60	80	100	20/27/33	No
Loja	1	AUTO-3f	138/69/13,8	40	53	66	14/18/22	Si
Máchala	3	AUTO-1f	138/69/13,8	60	80	100	20/27/33	Si
Milagro	3	AUTO-1f	138/69/13,8	60	80	100	20/27/33	Si
Posorja	1	AUTO-3f	138/69/13,8	20	27	33	7/9/1 1	Si
Sta. Elena	1	AUTO-3f	138/69/13,8	40	53	66	14/18/22	Si
Policentro	3	AUTO-1f	138/69/13,8	90	120	150	30/40/50	Si
I barra	1	AUTO-3f	138/69/13,8	20	27	33	7/9/1 1	Si
Babahoyo	1	AUTO-3f	138/69/13,8	40	53	66	14/18/22	Si
Mulaló	1	AUTO-3f	138/69/13,8	40	53	66	14/18/22	Si
Tulcán	1	AUTO-3f	138/69/13,8	20	27	33	7/9/1 1	Si
Trinitaria	3+1	AUTO-1f	138/69/13,8	90	120	150	30/40/50	Si
TOTAL S/E 138 769 o /46 o /34,5 kV				**1369**	**1773**	**1891**		

NOTA:

-Todos los transformadores y bancos tienen conexión YYΔ

5. Grandes Consumidores.

ANEXO A.5. Grandes Consumidores					1 de 2
NOMBRE	**PROVINCIA**	**DEMANDA PROMEDIO (MW)**	**ENERGÍA MENSUAL (MWh)**	**CARGA INSTALADA**	**EMPRESA DISTRIBUIDORA**
Interagua, estación "La Toma"	Guayas	15,77	10635,25	23	Guayas-Los Ríos
Compañía Industrias Guapán S.A	Cañar	7,67	3525,55	17,3	Azoguez
Empresa Papelera Nacional	Guayas	7,08	4454,95	12,5	Milagro
Acería del Ecuador C.A., ADELCA	Pichincha	6,35	1861,88	20	Quito
Industrias Rocacem, Planta San Rafael	Cotopaxi	5,11	1514,21	4,57	Cotopaxi
Cemento Chimborazo S.A	Riobamba	5,03	2264,32	6,2	Riobamba
Compañía Ecuatoriana del Caucho S.A	Azuay	4,59	2053,96	14,1	Centro Sur
Productos Familia Sanéela del Ecuador S.A	Cotopaxi	4,34	1058,1	9,27	Cotopaxi
Base Naval de Guayaquil	Guayas	4,09	1742,31		CATEG-D
Aglomerados Cotopaxi S.A	Cotopaxi	4	2083,25	5,9	Cotopaxi
Cartopel	Azuay	3,98	2291,49		Centro Sur
Plásticos Industriales C.A "PICA"	Guayas	3,46	1684,22	2,8	CATEG-D
Negocios Industriales Real S.A "NIRSA S.A"	Guayas	3,32	1616,75	4	Sta. Elena
Compañía de Cervezas Nacionales C.A	Guayas	3,15	1232,86	3,02	CATEG-D
Exportadora de alimentos S.A (EXPALSA)	Guayas	2,9	1426,72	3,8	Guayas-Los Ríos
Unilever Andina - Jabonería Nacional	Guayas	2,75	1411,3	4	CATEG-D
Cristalería del Ecuador (CRIDESA)	Guayas	2,69	1654,63	3,5	CATEG-D
Industria Cartonera Ecuatoriana	Guayas	2,65	1095,89	3,5	CATEG-D
La Fabril S.A	Manabí	2,53	1192,38	3,5	Manabí
Industria Molinera S.A	Guayas	2,48	812,62	3,5	CATEG-D
Graiman Cia. Ltda.	Azuay	2,46	1280,3	5,17	Centro Sur

ANEXO A.5. Grandes Consumidores 2 de 2

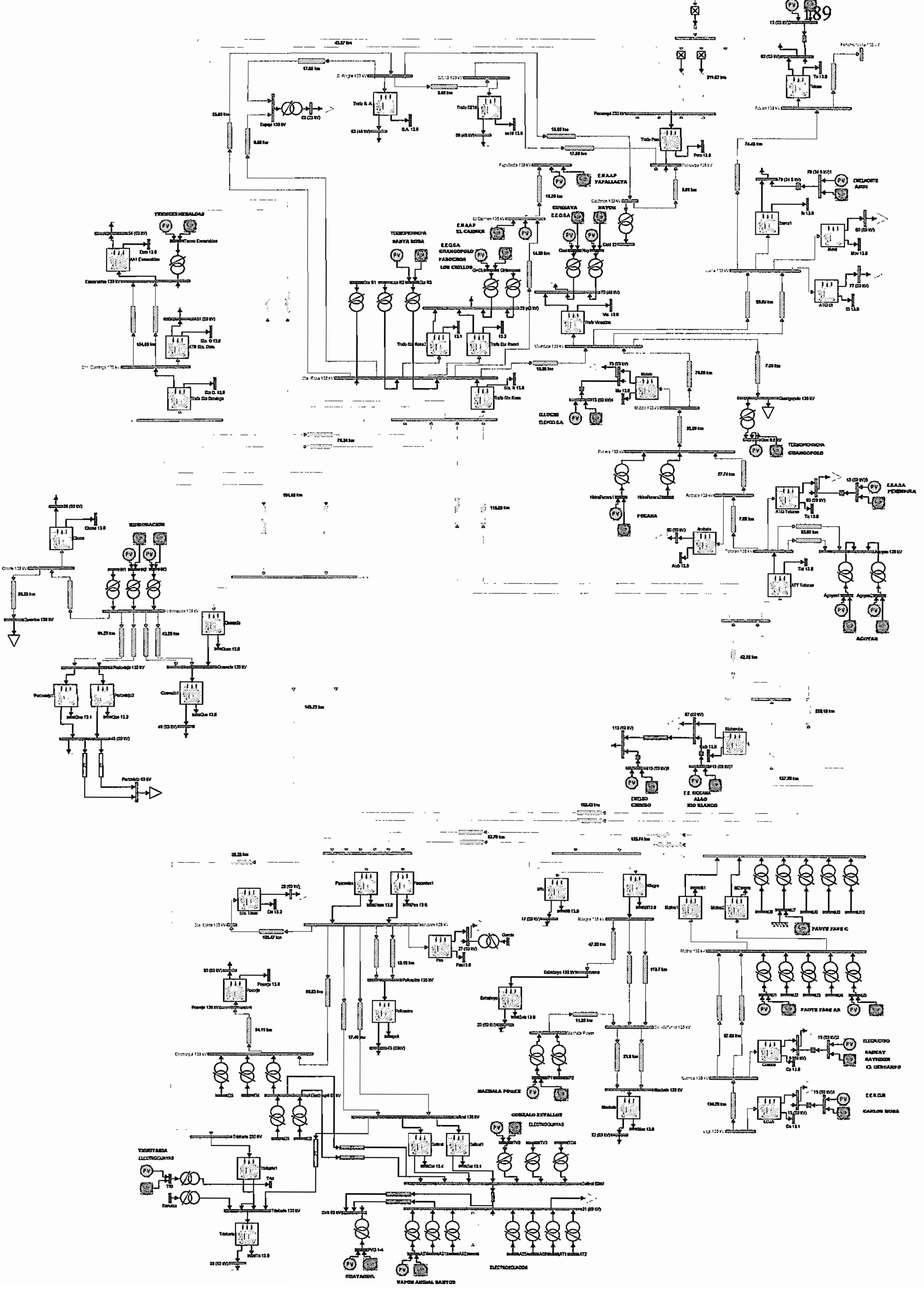
NOMBRE	PROVINCIA	DEMANDA PROMEDIO (MW)	ENERGÍA MENSUAL (MWh)	CARGA INSTALADA	EMPRESA DISTRIBUIDORA
AGA S.A	Guayas	2,38	1400,01	3	CATEG-D
Enkador	Pichincha	2,35	1419,95	5	Quito
Plastigama S.A	Guayas	2,22	1049,81	1,78	Guayas-Los Ríos
Compañía de Elaborados de Café EL CAFE C.A	Guayas	2,21	1353,52	4	CATEG-D
Plasticaucho Industrial S.A	Tungurahua	1,96	804,87	1,83	Ambato
Fundiciones Industriales S.A (FISA)	Guayas	1,95	775,52	2,14	CATEG-D
Corporación Ecuatoriana de Aluminio S.A (Cedal)	Cotopaxi	1,88	802,9	2,07	Cotopaxi
Plásticos Ecuatorianos S.A	Guayas	1,85	967,17	3,1	CATEG-D
Empresa Pesquera Ecuatoriana S.A (EMPESEC)	Guayas	1,85	836,69	1,8	CATEG-D
KIMBERLIN - CLARK (ECUAPAPEL S.A)	Guayas	1,75	816,25		Los Ríos
Provefrut S.A	Cotopaxi	1,52	736,44	1,6	Cotopaxi
Plastiempaques S.A	Guayas	1,43	633,05	2,59	Guayas-Los Ríos
Textiles Río Blanco S.A	Cotopaxi	1,42	925,53	2,96	Cotopaxi
Promarisco S.A	Guayas	1,37	713,01	2,3	Guayas-Los Ríos
La Fabril S.A., Planta la Favorita	Guayas	1,29	588,38	2,87	CATEG-D
Petroindustrial Refinería Estatal de Esmeraldas	Esmeraldas			24,7	Esmeraldas
Centro de Rehabilitación de Manabí	Manabí			13	Manabí
Conqaseosas S.A	Guayas			4,2	CATEG-D
Novopan del Ecuador S.A	Pichincha			1,92	Quito
TOTAL		**123,83**	**60716,04**	**230,49**	

6. Constantes de Inercia y Estatismos de las centrales de generación [25]

Central	Tipo	Número de Unidades	Pn (MW)	H [Sn] (s)	H [Pn] (s)	R (%)	RPF
Paute AB	Hidro	5	500	3,3	3,66	4,00	Sí
Paute C	Hidro	5	575	3,3	3,66	5,41	Sí
M. Laniado	Hidro	3	213	3,13	3,48	1,57	Sí
G. Cevallos	Termo (G)	1	26	1,69	1,89	5,30	Sí
G. Cevallos	Termo (V)	2	146	5,96	7,01	4,98	Sí
Agoyán	Hidráulica	2	156	3,27	3,48	4,58	Sí
M. Power	Termo (G)	2	140	1,86	2,19	5,00	No
Trinitaria	Termo (V)	1	133	1,29	1,52	4,85	Sí
Esmeraldas	Termo (V)	1	132,5	2,00	2,35	5,16	Sí
A. Santos	Termo (G)	5	122,8	1,43	1,68	340	No
A. Santos	Termo (V)	1	33	3,10	3,44	4,31	Sí
A. Tinajero 1	Termo (G)	1	36	2,00	2,22	4,01	Sí
A. Tinajero 2	Termo (G)	1	46,5	1,79	2,11	93,9	No
Victoria II	Termo (G)	1	105	2,00	2,22	270	No
Pascuales	Termo (G)	1	99	2,25	2,50	4,48	Sí
Electroquil	Termo (G)	4	160	2,00	2,22	6,83	No
Pisayambo	Hidro	2	76	2,91	3,93	2,84	Sí
Cumbayá	Hidro	2	40	3,38	3,76		
Nayón	Hidro	2	30	3,38	3,76		

Estatismo equivalente de Ecuador (1 de marzo de 2003, 9:41): **4%** (base 1176,18 MW)

S.N.I. 1 DE MARZO DE 2003



ANEXO B

PREDESPACHO DE GENERACIÓN
1 DE MARZO DE 2003

ANEXO B

PREDESPACHO 1 DE MARZO DE 2003

EMPRESA HORA	H-PAUTE	H-PUCARA	H-NACION	ELEAUS_H	AGOYAN_H	EEQVIC_H	EEQMOV_H	RIOBAM_H	COTOPX_H	RNORIB_H	RNORTU_H	BOLIVR_H	EMAAPQ_H	R-SUR_H
0- 1	341.8	34.3	58.9	15.0	68.6	-	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
1- 2	270.8	34.3	58.9	15.0	68.6	-	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
2- 3	244.1	34.3	58.9	15.0	68.6	-	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
3- 4	208.5	34.3	58.9	15.0	88.6	18.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
4- 5	202.3	34.3	58.9	15.0	68.6	18.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
5- 6	241.2	34.3	58.9	15.0	68.6	18.9	11.0	9.0	5.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
6- 7	146.7	34.3	58.9	17.0	68.6	18.9	11.0	9.0	5.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
7- 8	130.3	34.3	113.8	17.0	68.6	22.9	11.0	9.0	5.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
8- 9	224.4	34.3	113.8	18.0	68.6	22.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
9- 10	290.6	34.3	113.8	18.0	68.8	22.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
10- 11	307.0	34.3	113.8	18.0	88.8	22.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
11- 12	304.6	34.3	113.8	18.0	68.6	22.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
12- 13	228.6	34.3	113.8	18.0	68.6	22.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
13- 14	205.4	34.3	113.8	18.0	68.6	22.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
14- 15	194.7	34.3	113.8	18.0	68.6	22.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
15- 16	198.8	34.3	113.8	20.0	68.6	22.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
16- 17	204.6	34.3	113.8	25.0	68.6	22.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
17- 18	275.5	34.3	113.8	28.0	68.6	27.4	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
18- 19	662.1	34.3	164.8	37.8	146.2	61.7	11.0	9.0	6.0	7.9	2.9	1.2	9.0	2.4
19- 20	641.1	34.3	164.8	37.8	146.2	61.7	11.0	9.0	6.0	7.9	2.9	1.2	9.0	2.4
20- 21	562.1	34.3	164.8	30.0	146.2	61.7	11.0	9.0	6.0	7.9	2.9	1.2	9.0	2.4
21- 22	492.7	34.3	164.8	25.0	146.2	18.9	11.0	9.0	6.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
22- 23	402.8	34.3	100.1	15.0	104.0	18.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4
23- 24	262.6	34.3	100.1	15.0	104.0	18.9	11.0	9.0	2.0	2.0	1.3	1.2	9.0	2.4

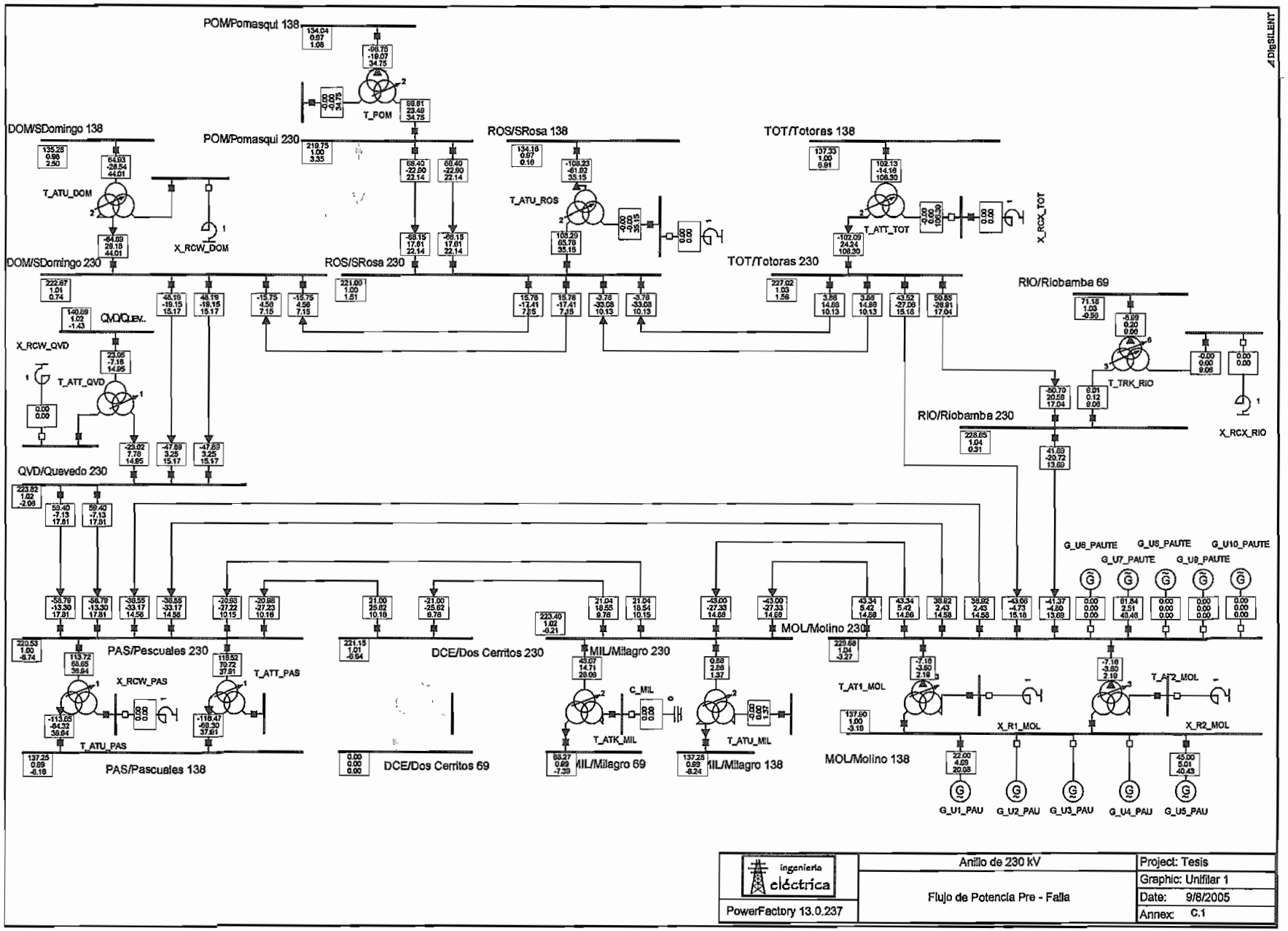
ANEXO B

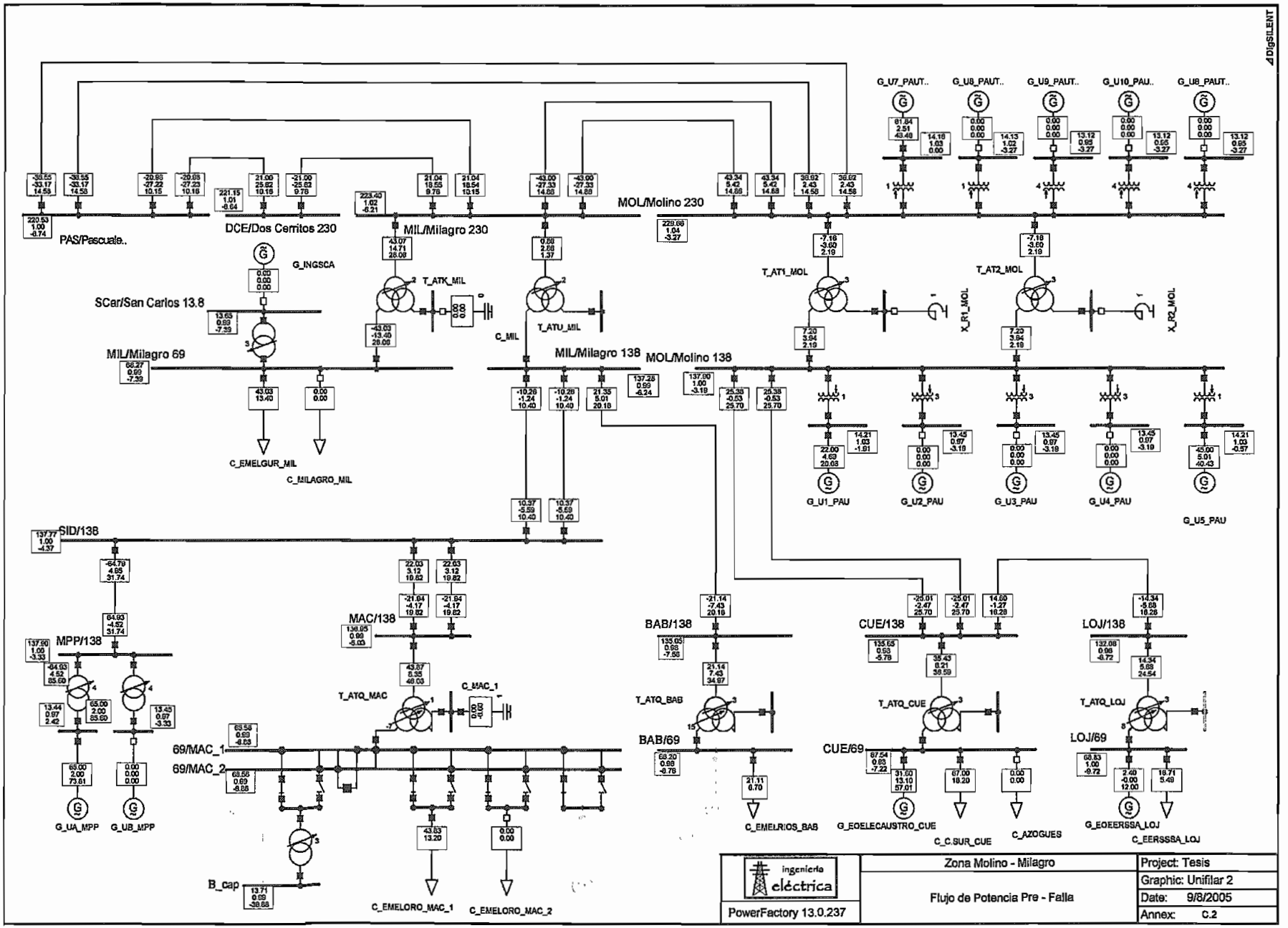
PREDESPACHO 1 DE MARZO DE 2003

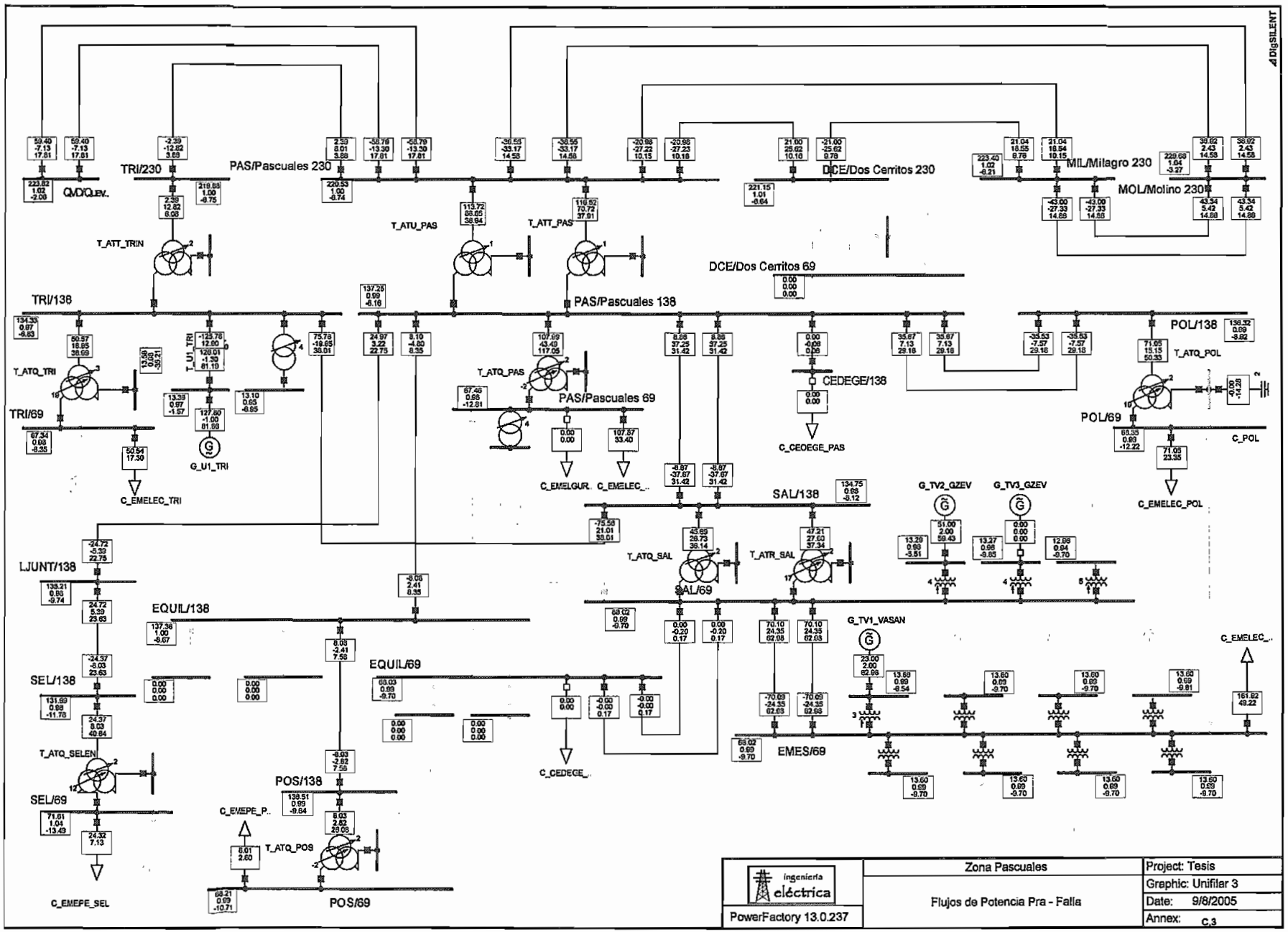
MACHPOWA	E-TRINIT	T-ESMER	EAUSDES4	EAUSDES1	EAUSDES2	E.GZ.TV2	TPGUANG4	TPGUANG5	TPGUANG1	TPGUANG3	TPGUANG6	TPGUANG2	E.VASANT	LOJ-CA6	VGQL2-U3	LOJ-CA7	TP.ROSA3
85.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	15.0	2.5	8.0	2.5	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	15.0	2.5	8.0	2.5	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	15.0	2.5	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0
65.0	125.6	123.6	4.2	4.2	4.2	71.6	5.1	-	-	-	-	-	15.0	-	8.0	-	4.0

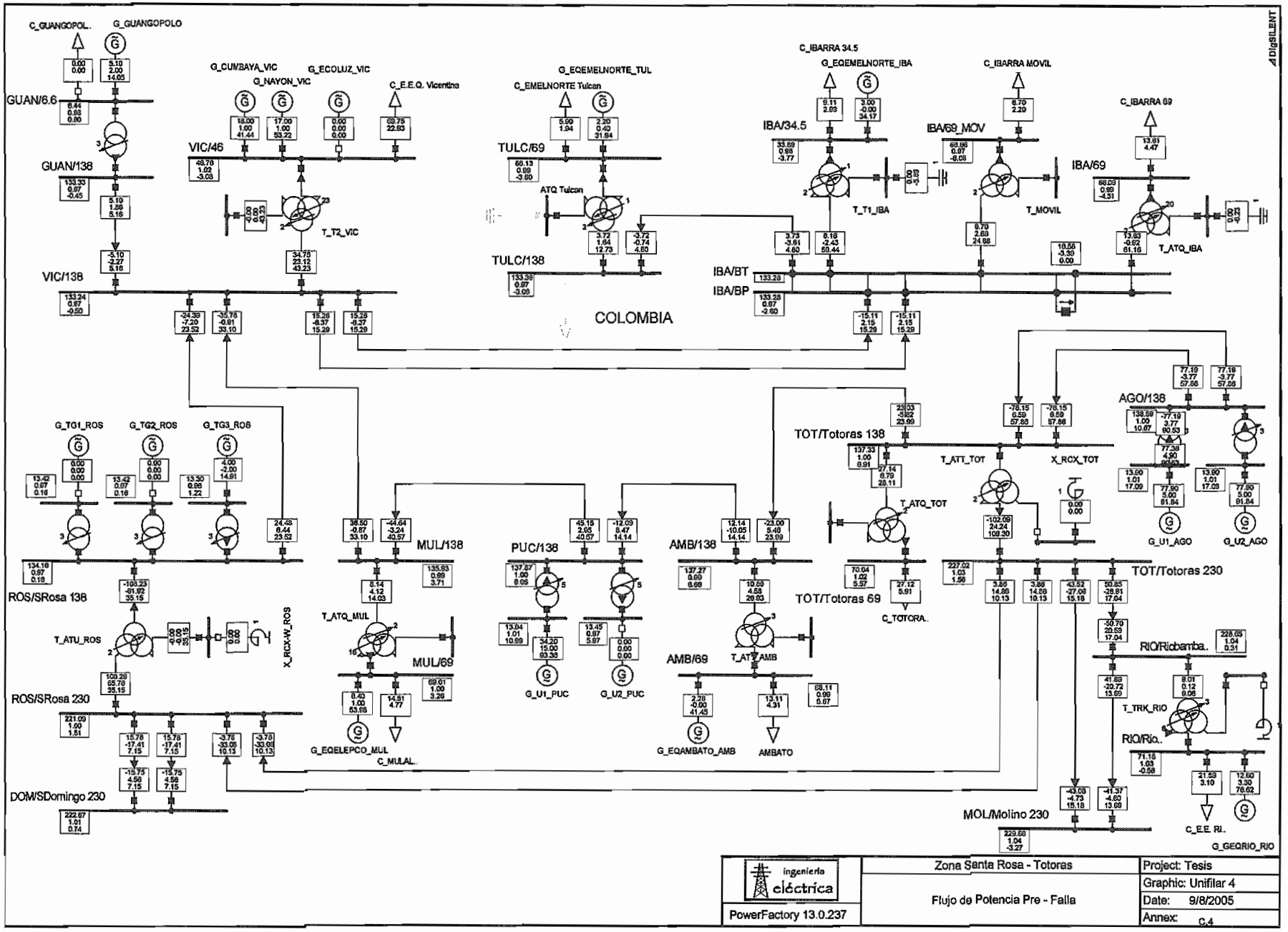
ANEXO C

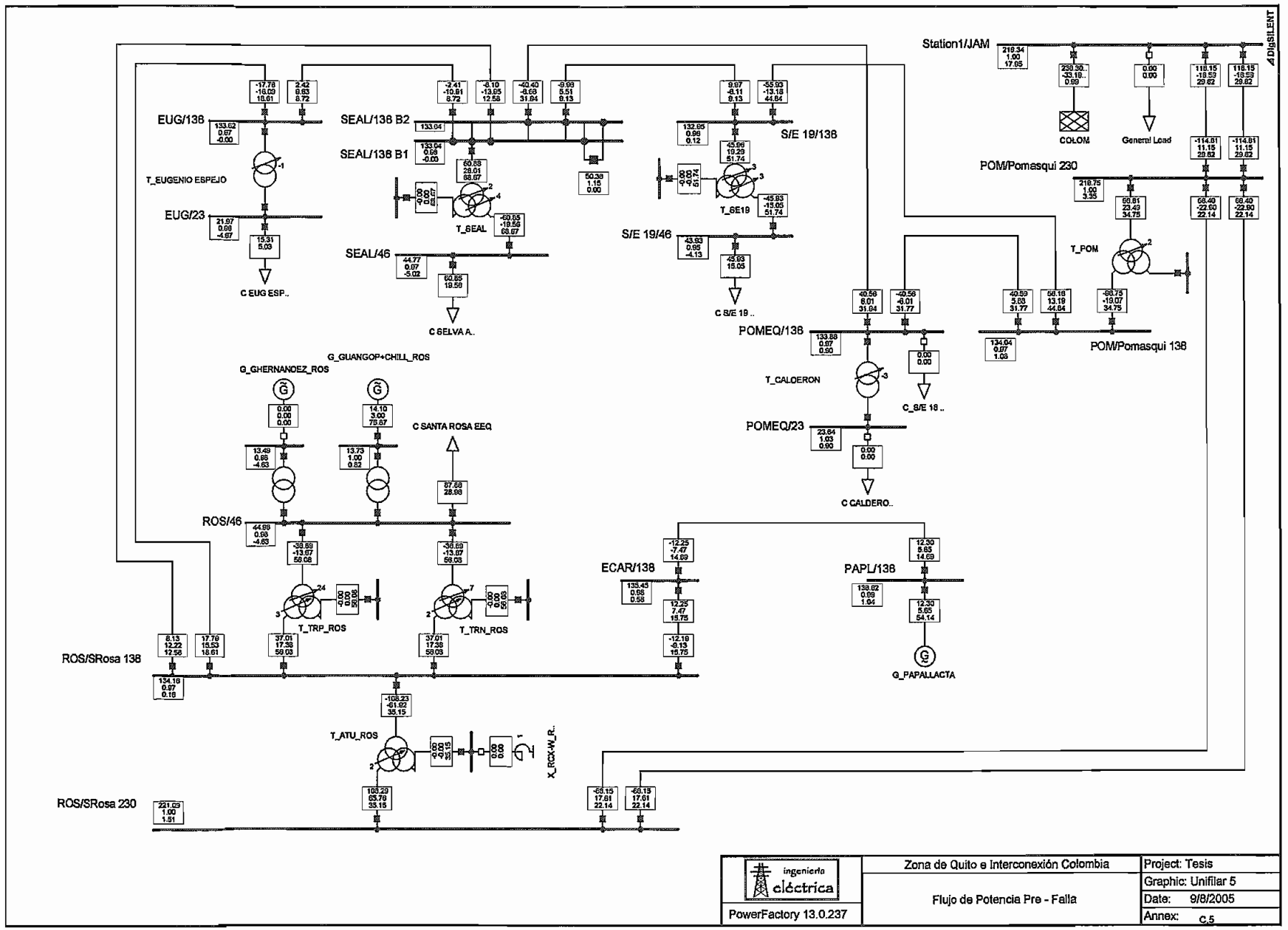
FLUJOS DE POTENCIA PARA CONDICIONES DE PRE-FALLA


POM/Pomasqui 138
T_POM
DOM/SDomingo 138
T_ATU_DOM
X_RCW_DOM
POM/Pomasqui 230
ROS/SRosa 138
T_ATU_ROS
TOT/Totoras 138
T_ATT_TOT
X_RCX_TOT
DOM/SDomingo 230
ROS/SRosa 230
TOT/Totoras 230
RIO/Riobamba 69
T_TRK_RIO
X_RCX_RIO
RIO/Riobamba 230
QVD/Quevedo..
X_RCW_QVD
T_ATT_QVD
QVD/Quevedo 230
G_U6_PAUTE
G_U7_PAUTE
G_U8_PAUTE
G_U9_PAUTE
G_U10_PAUTE
MOL/Molino 230
PAS/Pascuales 230
X_RCW_PAS
T_ATT_PAS
T_ATU_PAS
PAS/Pascuales 138
DCE/Dos Cerritos 230
DCE/Dos Cerritos 69
MIL/Milagro 230
C_MIL
T_ATK_MIL
T_ATU_MIL
MIL/Milagro 69
MIL/Milagro 138
T_AT1_MOL
T_AT2_MOL
X_R1_MOL
X_R2_MOL
MOL/Molino 138
G_U1_PAU
G_U2_PAU
G_U3_PAU
G_U4_PAU
G_U5_PAU
DigSILENT
ingeniería eléctrica
PowerFactory 13.0.237
Anillo de 230 kV
Flujo de Potencia Pre - Falla
Project: Tesis
Graphic: Unifilar 1
Date: 9/8/2005
Annex: C.1

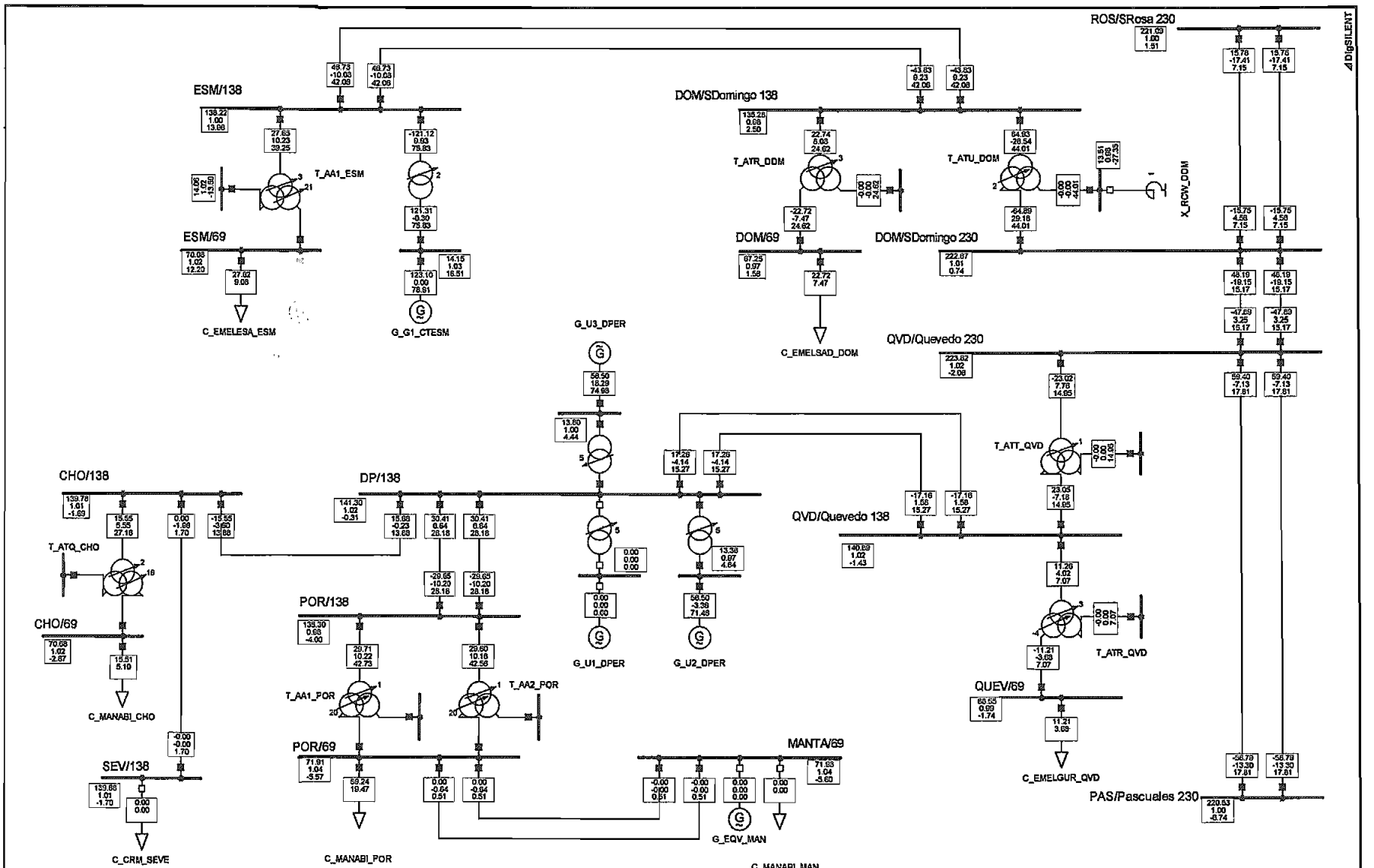

DIgSILENT
PAS/Pascuale..
DCE/Dos Cerritos 230
MIL/Milagro 230
MOL/Molino 230
G_INGSCA
SCar/San Carlos 13.8
T_ATK_MIL
T_ATU_MIL
C_MIL
MIL/Milagro 69
MIL/Milagro 138
MOL/Molino 138
T_AT1_MOL
T_AT2_MOL
X_R1_MOL
X_R2_MOL
G_U7_PAUT..
G_U8_PAUT..
G_U9_PAUT..
G_U10_PAU..
G_U6_PAUT..
G_U1_PAU
G_U2_PAU
G_U3_PAU
G_U4_PAU
G_U5_PAU
C_EMELGUR_MIL
C_MILAGRO_MIL
SID/138
MPP/138
MAC/138
BAB/138
CUE/138
LOJ/138
T_ATQ_MAC
T_ATQ_BAB
T_ATQ_CUE
T_ATQ_LOJ
C_MAC_1
BAB/69
CUE/69
LOJ/69
69/MAC_1
69/MAC_2
G_UA_MPP
G_UB_MPP
C_EMELRIOS_BAB
G_EOELECAUSTRO_CUE
C_C.SUR_CUE
C_AZOGUES
G_EOEERSSA_LOJ
C_EERSSSA_LOJ
B_cap
C_EMELORO_MAC_1
C_EMELORO_MAC_2
ingeniería eléctrica
PowerFactory 13.0.237
Zona Molino - Milagro
Flujo de Potencia Pre - Falla
Project: Tesis
Graphic: Unifilar 2
Date: 9/8/2005
Annex: C.2


DigSILENT
TRI/230
PAS/Pascuales 230
DCE/Dos Cerritos 230
MIL/Milagro 230
MOL/Molino 230
QM/DQEV..
T_ATT_TRIN
T_ATU_PAS
T_ATT_PAS
DCE/Dos Cerritos 69
TRI/138
PAS/Pascuales 138
POL/138
T_ATQ_POL
T_ATQ_TRI
T_U1_TRI
T_ATQ_PAS
CEDEGE/138
TRI/69
PAS/Pascuales 69
POL/69
G_U1_TRI
C_CEDEGE_PAS
C_EMELGUR..
C_EMELEC_..
C_EMELEC_TRI
C_POL
C_EMELEC_POL
SAL/138
G_TV2_GZEV
G_TV3_GZEV
T_ATQ_SAL
T_ATR_SAL
SAL/69
LJUNT/138
EQUIL/138
G_TV1_VASAN
C_EMELEC_..
SEL/138
EQUIL/69
T_ATQ_SELEN
POS/138
C_EMEPE_P..
T_ATQ_POS
SEL/69
EMES/69
C_CEDEGE_..
C_EMEPE_SEL
POS/69
ingeniería eléctrica
PowerFactory 13.0.237
Zona Pascuales
Flujos de Potencia Pra - Falla
Project: Tesis
Graphic: Unifilar 3
Date: 9/8/2005
Annex: C.3


DigSILENT
C_GUANGOPOL.
G_GUANGOPOLO
GUAN/6.6
GUAN/138
G_CUMBAYA_VIC
G_NAYON_VIC
G_ECOLUZ_VIC
C_E.E.Q. Vicentina
VIC/46
VIC/138
G_EQEMELNORTE_TUL
C_EMELNORTE Tulcan
TULC/69
ATQ Tulcan
TULC/138
C_IBARRA 34.5
G_EQEMELNORTE_IBA
C_IBARRA MOVIL
IBA/34.5
IBA/69_MOV
C_IBARRA 69
IBA/69
IBA/BT
IBA/BP
T_T1_IBA
T_MOVIL
T_ATQ_IBA
T_T2_VIC
COLOMBIA
G_TG1_ROS
G_TG2_ROS
G_TG3_ROS
ROS/SRosa 138
ROS/SRosa 230
T_ATU_ROS
X_RCX-W_ROS
MUL/138
MUL/69
T_ATQ_MUL
G_EQELEPCO_MUL
C_MULAL..
PUC/138
G_U1_PUC
G_U2_PUC
AMB/138
AMB/69
T_ATT_AMB
G_EQAMBATO_AMB
AMBATO
TOT/Totoras 138
TOT/Totoras 69
TOT/Totoras 230
T_ATT_TOT
T_ATQ_TOT
X_RCX_TOT
C_TOTORA..
AGO/138
G_U1_AGO
G_U2_AGO
RIO/Riobamba..
T_TRK_RIO
RIO/Rio..
C_E.E. Ri..
G_GEQRIO_RIO
DOM/SDomingo 230
MOL/Molino 230
ingeniería eléctrica
PowerFactory 13.0.237
Zona Santa Rosa - Totoras
Flujo de Potencia Pre - Falla
Project: Tesis
Graphic: Unifilar 4
Date: 9/8/2005
Annex: C.4



ingeniería eléctrica	Zona de Quito e Interconexión Colombia	Project: Tesis
		Graphic: Unifilar 5
	Flujo de Potencia Pre - Falla	Date: 9/8/2005
PowerFactory 13.0.237		Annex: C.5



Ingeniería eléctrica PowerFactory 13.0.237	Zona Santo Domingo - Quevedo Flujo de Potencia Pre - Falla	Project: Tesis Graphic: Unifilar 6 Date: 9/8/2005 Annex: C.6

ANEXO D

MODELOS DINÁMICOS

ANEXO D

MODELOS DE REGULADORES Y PSS DEL S.N.I.

1. Reguladores de Velocidad

a. *pcu_GAST (Turbinas de Gas)*

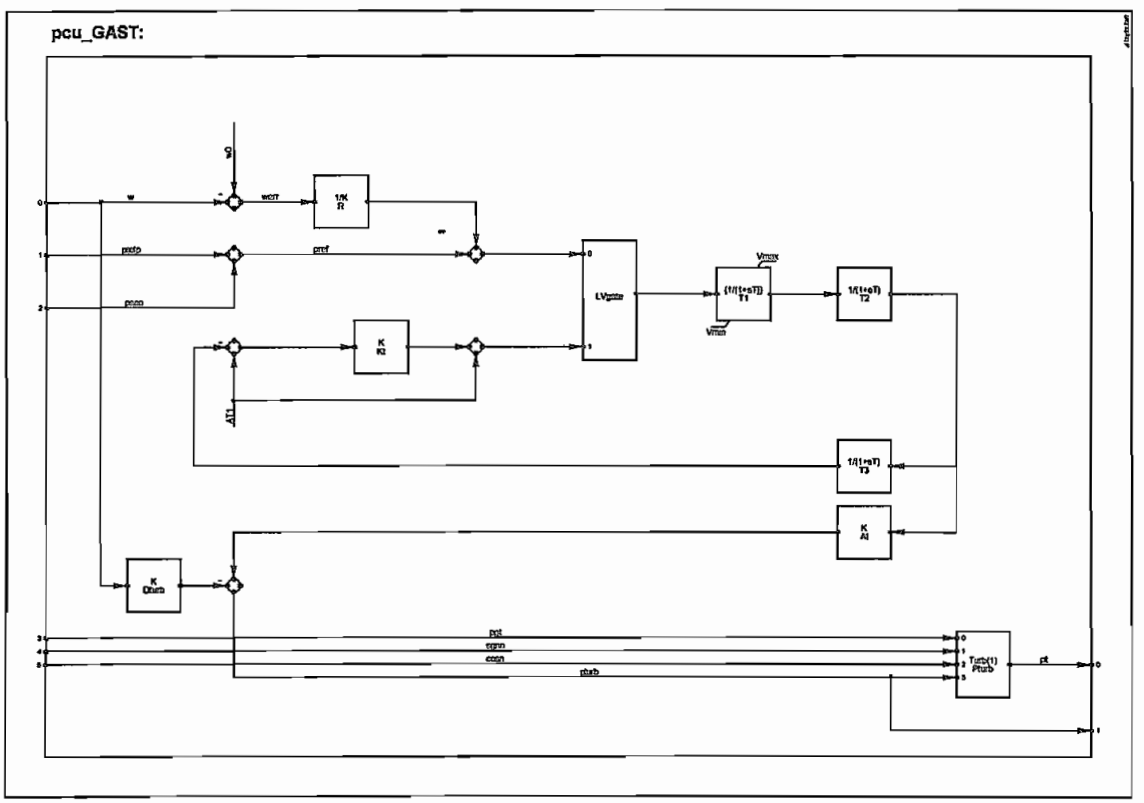


Tabla D.1. Valores de los parámetros del modelo para las centrales térmicas de gas del S.N.I.

Parámetro	Valor
R	0.09
At	1
Kt	3
T1	0.4
AT	1
Dturb	0
Pturb	0
T2	0.1
T3	3
Vmin	0
Vmax	1

b. *pcu_IEEG1(Turbinas de Vapor)*

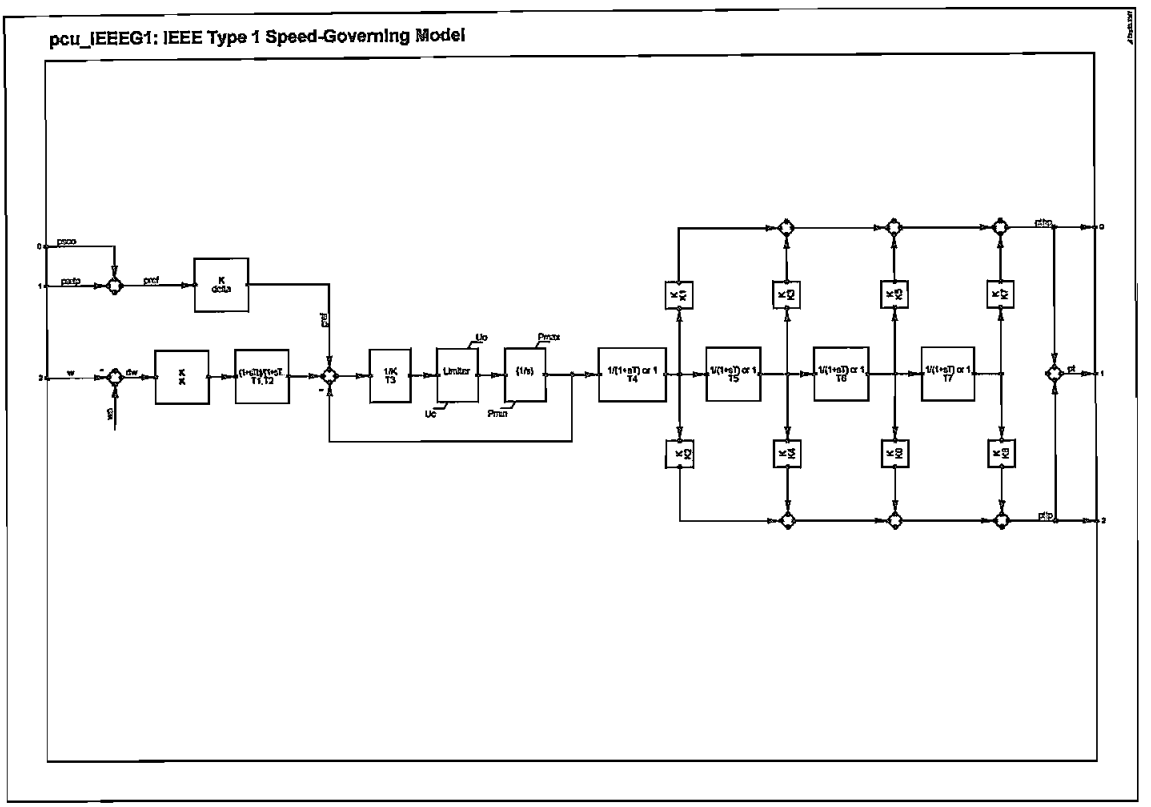


Tabla D.2. Valores de los parámetros del modelo para Termoesmeraldas y otras centrales de vapor del S.N.I.

Parámetro	Valor	
	Termo.	Otras
δ		1
T1	1	0
T2	0.3	0
K1	0	0.4
K2	0	0
K3	1	0.6
K4	0	0
K5	0	0
K6	0	0
K7	0	0
K8	0	0
T3	0.18	0.2
T4	0.4	0.25
T5	0	7
T6	0	0
T7	0	0
K	14.27	20
Uc	-0.1	-0.1
Pmin	0	0
Uo	0.1	0.1
Pmax	1	1
d	1	1

c. *pcu_IEEEG3 (Turbinas Hidráulicas Pelton)*

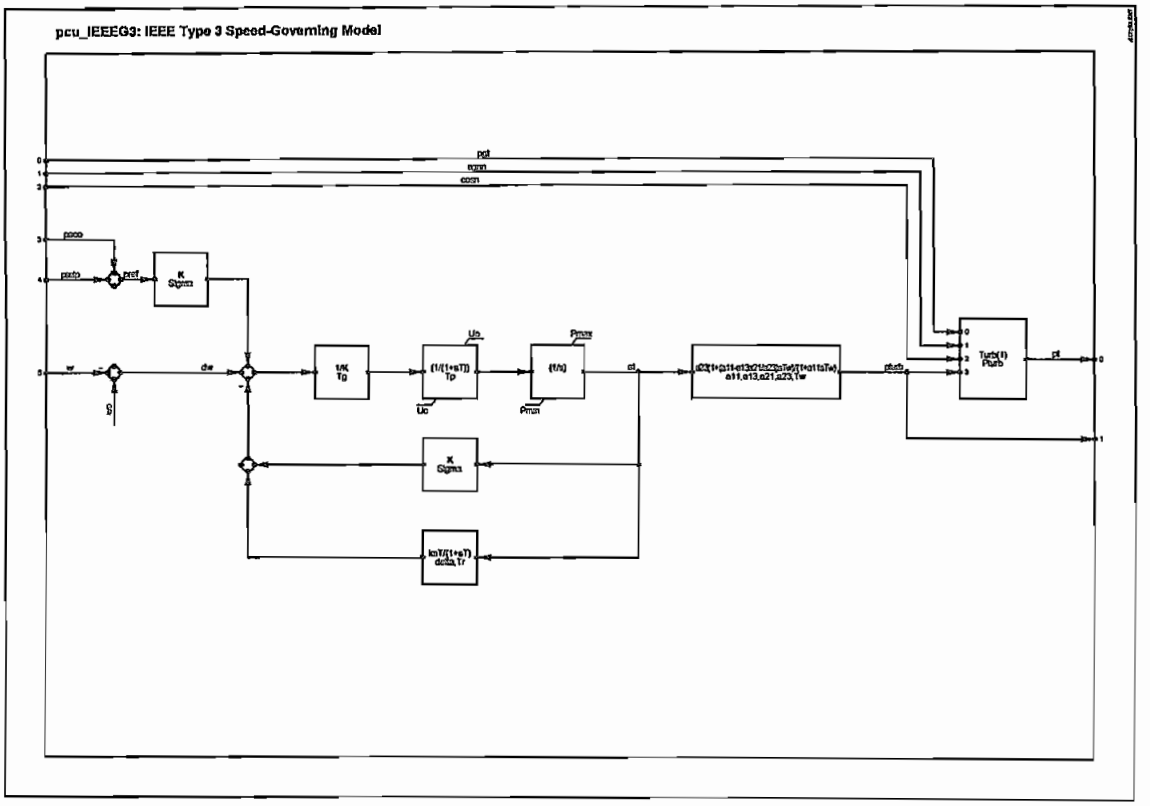


Tabla D.3. Valores de los parámetros del modelo para Paute y otras centrales hidráulicas con turbina pelton del S.N.I.

Parámetro	Valor	
	Termo.	Otras
sigma	0.05	0.01
Tg	0.5	0.5
Tp	0.04	0.04
δ	0.8	0.8
Tr	5	5
a11	0.5	0.5
a13	1	1
a21	1.5	1.5
a23	1	1
Tw	0.229	1.072
Pturb	0	0
Uc	-0.1	-0.2
Pmin	0	0
Uo	0.1	0.2
Pmax	1	1

d. *pcu_HYGOV (Turbinas Hidráulicas Francis)*

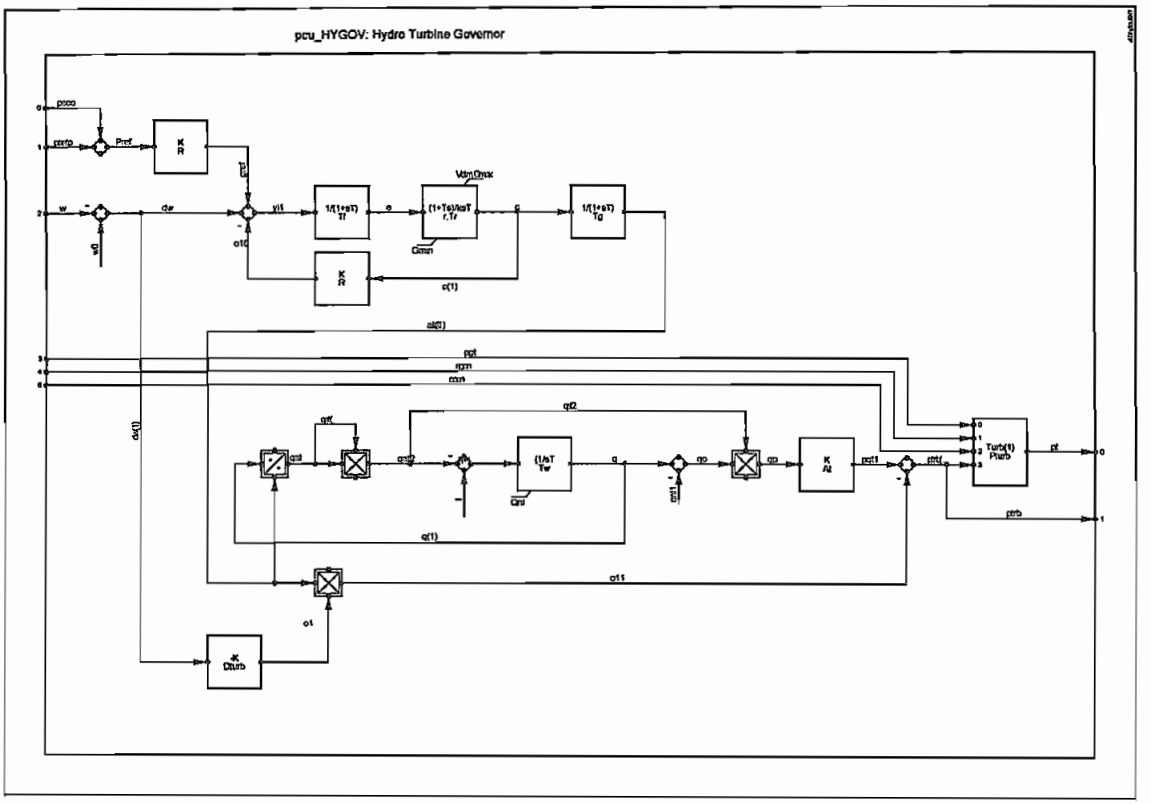


Tabla D.4. Valores de los parámetros del modelo para las centrales hidráulicas Con turbina francis del S.N.I.

Parámetro	Valor
Tw	0.58
qnl	0.05
Tg	0.257
Δt	1
Pturb	0
Dturb	0.5
R	0.04
Tf	0.09
r	0.5
Tr	7
Qnl	-999
Gmin	0
Ve1m	0.29
Gmax	1

2. Reguladores de Voltaje

a. *vco_EXAC1*

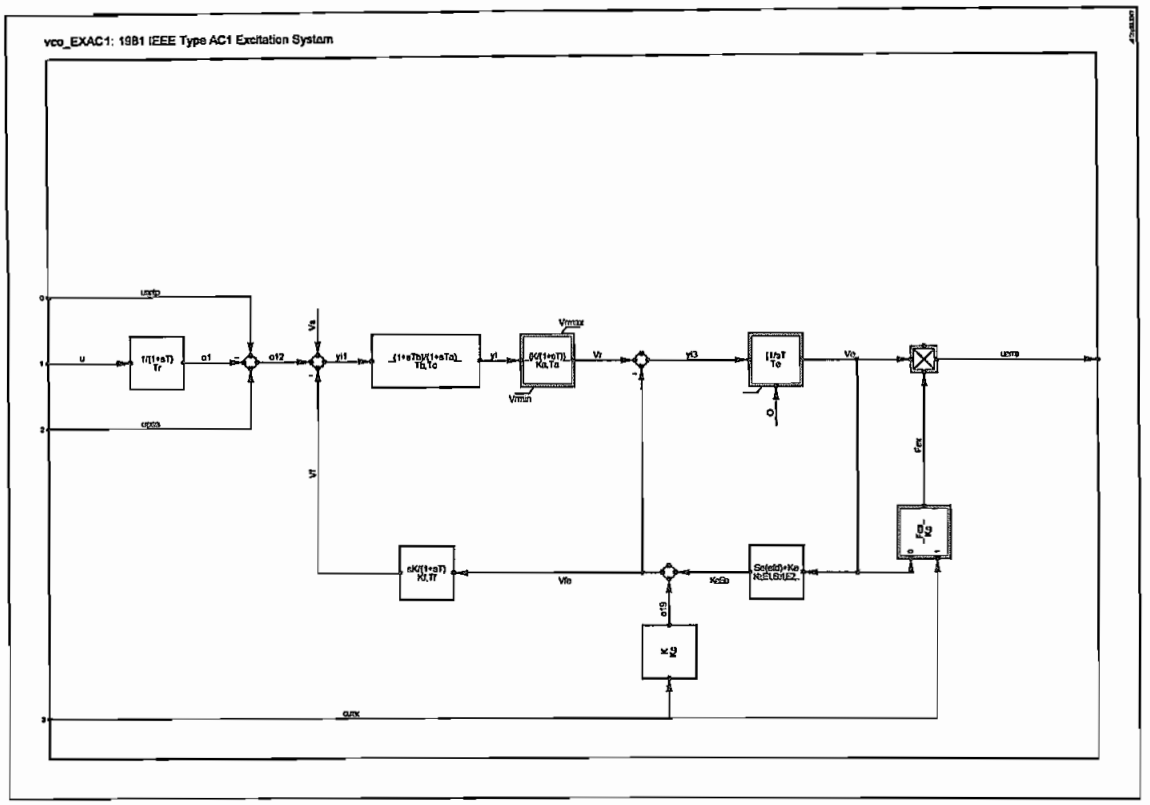


Tabla D.5. Valores de los parámetros del modelo.

Parámetro	Valor
Tr	0.02
Tb	0
Tc	0
Ka	700
Ta	0.05
Te	0.2
Kf	0.017
Tf	1.4
Kc	0.1
Kd	0.057
Ke	1.15
E1	0
Se1	0
E2	0
Se2	0
Vrmin	-25
Vrmax	30

b. *vco_EXPIC1*

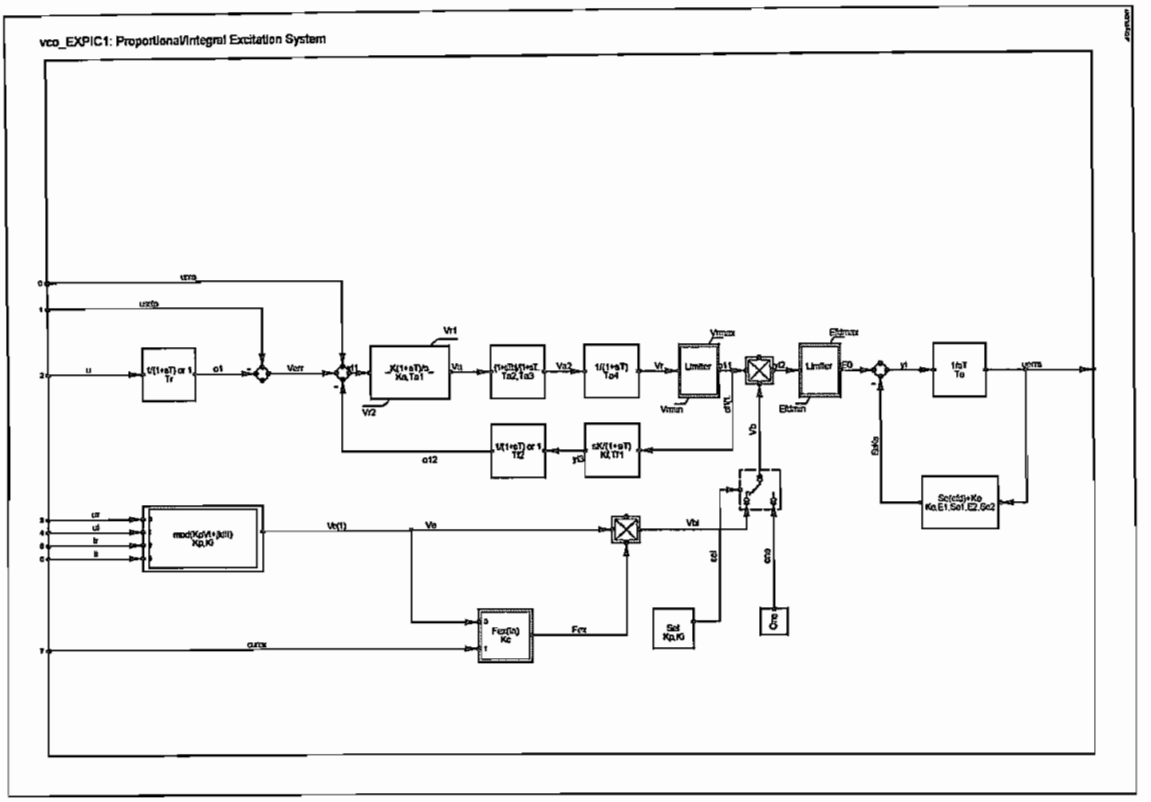


Tabla D.6. Valores de los parámetros del modelo.

Parámetro	Valor
Tr	0
Ka	9.3
Ta1	3.8
Ta2	0.028
Ta3	0
Ta4	0.029
Kf	0
Tf1	1
Tf2	0
Ke	0
E1	0
Se1	0
E2	0
Se2	0
Te	0
Kp	0
Ki	0
Kc	0
Vr2	-3
Vrmin	-99
Efdmin	-99
Vr1	4.9
Vrmax	99
Efdmax	99

c. *vco_IEEET2*

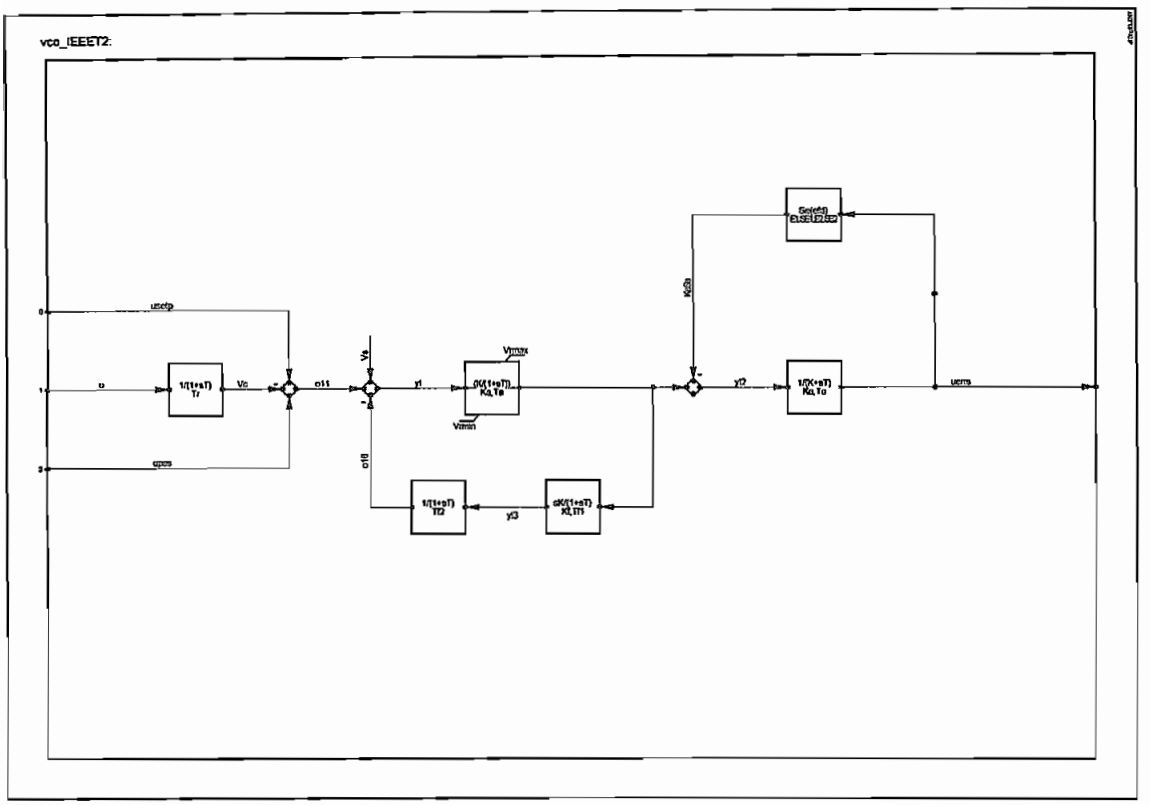


Tabla D.7. Valores de los parámetros del modelo.

Parámetro	Valor
Tr	0.022
Ka	400
Ta	0.1
Ke	1
Te	0.9
E1	6.5
Se1	0.05
E2	8
Se2	0.2
Kf	0.2
Tf1	1.1
Tf2	0.44
Vrmin	-1.05
Vrmax	5.8

d. *vco_EXST1*

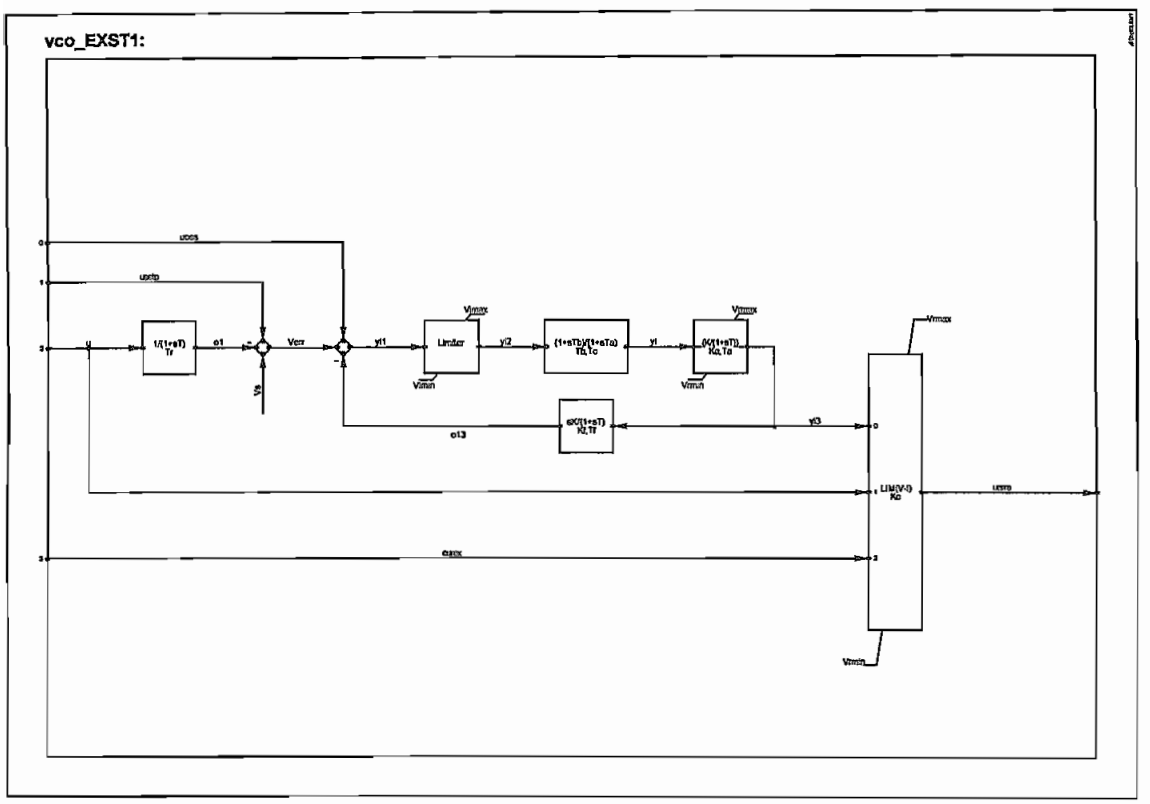


Tabla D.8. Valores de los parámetros del modelo.

Parámetro	Valor
Tr	0.03
Tb	0.4
Tc	0.04
Ka	100
Ta	0.03
Kc	1
Kf	0
Tf	0.1
Vimin	-0.2
Vrmin	0
Vimax	0.2
Vrmax	3.6

e. ***vco_EXST3***

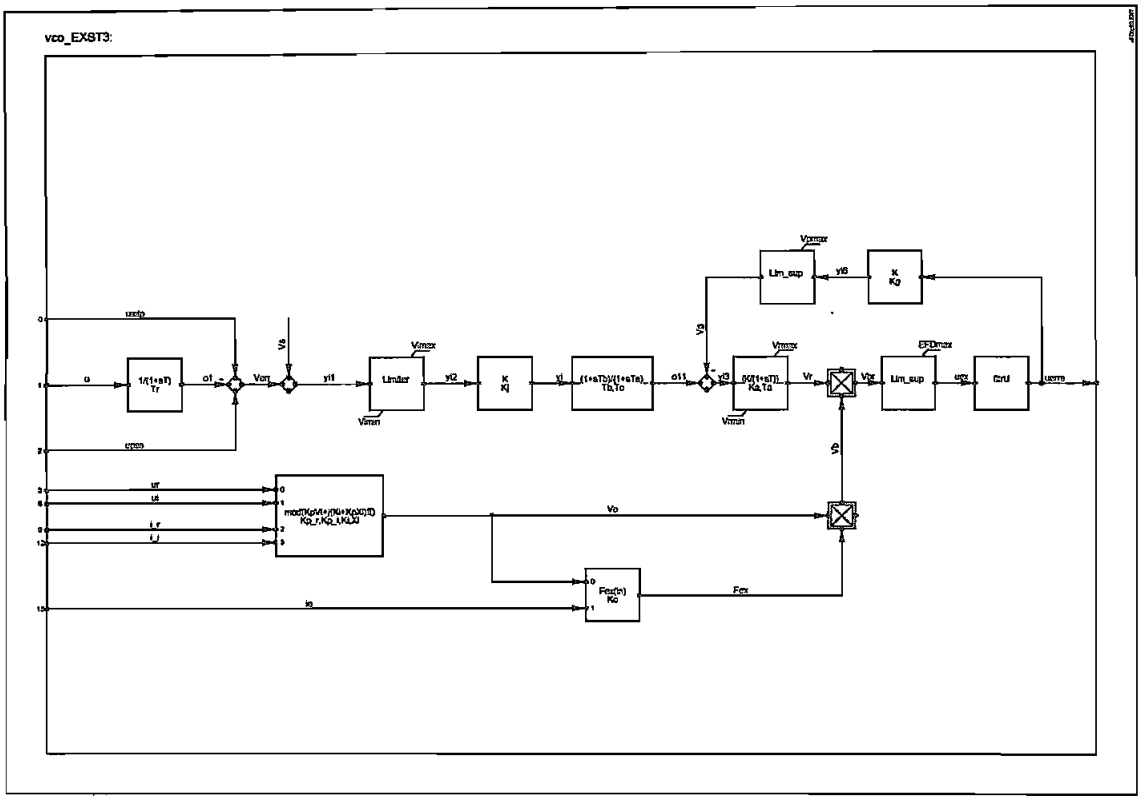


Tabla D.9. Valores de los parámetros del modelo.

Parámetro	Valor
Tr	0.03
Kc	0.104
Ki	200
Tb	10
Tc	1
Kg	1
Ky	20.4
Ta	0.4
Kp.r	3.35
Kp.i	30
Ki	0.0014
Xi	0.0151
Vimin	-0.2
Vrmin	0
Vimax	0.2
Vpmax	2.24
Vrmax	1
Efdmax	3.02

3. Estabilizador de Potencia

a. *pss_PSS2A*

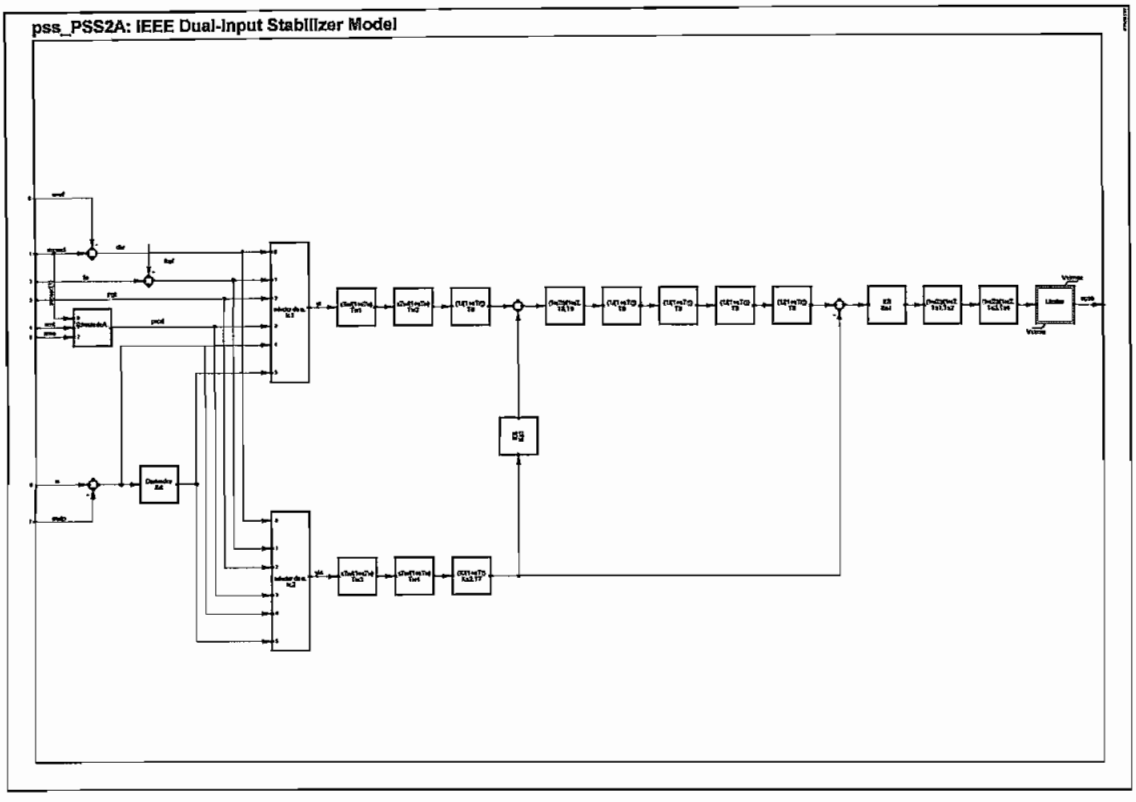


Tabla D.10. Valores de los parámetros del PSS de Paute.

Parámetro	Valor
Ic1	2
Ic2	3
Tw1	6.8
Tw2	0
TG	0.04
Tw3	3
Tw4	0
KS2	0.5526
T7	0.04
Ks3	0
T8	1
T9	1
Ks1	1.9
Ts1	0
Ts2	0
Ts3	0
Ts4	0
KD	0.01
Vstmin	-0.05
Vstmax	0.05

ANEXO E

GLOSARIO DE SIGLAS

ANEXO E

GLOSARIO DE SIGLAS

SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CND	Centro Nacional de Despacho (Colombia)
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
ECA	Error de Control de Área
EAC	Esquema de Alivio de Carga
AVR	Regulador Automático de Voltaje
AGC	Control Automático de Generación
PSS	Estabilizador del Sistema de Potencia
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
SRPP	Sistema Registrador de Perturbaciones de Potencia
COT	Centro de Operación de la Transmisión
CO	Centro de Operación
ENS	Energía no Suministrada