

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA  
ELECTRICA DEL SISTEMA ELECTRICO  
ECUATORIANO**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO  
ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION DE SISTEMAS  
ELECTRICOS DE POTENCIA**

**MARCO VINICIO MONTESDEOCA HERNANDEZ**

**QUITO, ENERO de 1999**

**CERTIFICO**, que la presente Tesis de Grado, fue elaborada en su totalidad por el Sr. Marco Vinicio Montesdeoca Hernández bajo mi dirección.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Milton Toapanta', with a long horizontal flourish extending to the right.

**Ing. Milton Toapanta**

**DIRECTOR DE TESIS**

## **AGRADECIMIENTO**

**Agradezco a todas las personas que de una u otra forma han hecho posible mi formación profesional y de una manera muy especial al Ing. Milton Toapanta que con su acertada dirección supo encaminarme a la culminación de este trabajo.**

## **DEDICATORIA**

A "MIS PADRES", que con su sacrificio, esfuerzo y amor han hecho posible la culminación de una etapa más en mi vida.

# **INDICE**

## **CAPITULO I**

### **INTRODUCCION Y GENERALIDADES**

	<b>Pág.</b>	
1.1	Introducción	1
1.2	Descripción General del Sistema Eléctrico Ecuatoriano	5
1.2.1	Breve Reseña Histórica de INECEL.	6
1.2.2.1	Nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico	8
1.2.2	Organización Institucional	8
1.2.3	Situación Actual del Sistema Nacional Interconectado	10
1.3	Características Principales del Sistema	11
1.3.1	Sistema de Generación	11
1.3.2	Sistema de Transmisión y Subtransmisión	14
1.3.3	Capacidad de Potencia Instalada del S.N.I.	16
1.3.4	Sistema de Distribución	21

## **CAPITULO II**

### **TEORIA: Conceptos y Definiciones**

2.1	Aspectos Generales	23
2.1.1	Pérdidas de Energía y Eficiencia en Sistemas Eléctricos	24
2.1.2	Balance de Energía	26
2.1.2.1	Generalidades	28
2.1.2.2	Constitución del Balance	29
2.1.2.3	Balances Globales de Energía	31
2.1.2.4	Porcentaje de Pérdidas y Niveles Referenciales	33
2.2	Clasificación de Pérdidas en Sistemas Eléctricos	34

	<b>Pág.</b>
2.3	Pérdidas Técnicas 38
2.3.1	División del Sistema 40
2.3.2	Consideraciones Básicas para la Estimación de Pérdidas 41
2.3.2.1	Estimación de Pérdidas de Potencia 42
2.3.2.2	Estimación de Pérdidas de Energía 43
2.3.2.3	Información Requerida 46
2.4	Pérdidas No Técnicas (Negras) 47
2.4.1	Clasificación 48

## **CAPITULO III**

### **PERDIDAS EN GENERACION**

3.1	Fundamento Teórico 51
3.1.1	Preliminares 51
3.1.2	La Máquina Síncrona 52
3.1.3	Clasificación y Análisis de Pérdidas Eléctricas y Rendimiento 57
3.2	Metodología de Estimación de Pérdidas 62
3.2.1	Estimación de Pérdidas de Potencia 63
3.2.2	Estimación de Pérdidas de Energía 63
3.3	Evaluación de Pérdidas Técnicas 65
3.3.1	Evaluación de Pérdidas de Potencia 65
3.3.1.1	Flujo de Potencia 67
3.3.2	Evaluación de Pérdidas de Energía 67

## **CAPITULO IV**

### **PERDIDAS EN TRANSMISION Y SUBTRANSMISION**

4.1	Fundamento Teórico 76
-----	-----------------------

	<b>Pág.</b>	
4.1.1	Preliminares	76
4.1.2	Sistema de Transmisión y Subtransmisión	77
4.1.3	Pérdidas Técnicas en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión	79
4.1.3.1	Estimación de Pérdidas en Líneas de Transmisión	79
4.1.3.2	Estimación de Pérdidas y Rendimiento en Transformadores	81
4.2	Metodología de Estimación de Pérdidas	87
4.2.1	Pérdidas en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión	87
4.2.1.1	Flujo de Potencia	87
4.2.1.2	Pérdidas en Líneas de Transmisión	90
4.2.1.3	Pérdidas en Transformadores de Potencia	90
4.2.2	Pérdidas de Energía	92
4.3	Evaluación de Pérdidas Técnicas en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión	94
4.3.1	Balance de Energía	95
4.3.2	Evaluación de Pérdidas de Potencia y Energía	97

## **CAPITULO V**

### **PERDIDAS EN DISTRIBUCION**

5.1	Fundamento Teórico	104
5.1.1	Preliminares	104
5.1.2	Sistema de Distribución	106
5.1.3	Perdidas en Sistemas de Distribución	110
5.2	Metodología de Estimación de Pérdidas	111
5.2.1	Estimación de Pérdidas en Sistemas de Distribución	111
5.3	Evaluación de Pérdidas en el Sistema de Distribución	112
5.3.1	Balance de Energía	113
5.3.2	Evaluación de Pérdidas Globales de Energía	115
5.3.3	Pérdidas Técnicas y No Técnicas del Sistema	115

## **CAPITULO VI**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

	<b>Pág.</b>
6.1      Conclusiones	124
6.2      Recomendaciones	126

### **APENDICES**

Apéndice A : Características del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.	129
Apéndice B : Tablas desagregadas de Pérdidas Eléctricas.	135
Apéndice C : Balances de Energía de cada mes y global del año 1997.	146
Apéndice D : Tablas y Figuras adicionales	160
Apéndice E : Diagramas y resultados de Flujos de carga.	170

<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>228</b>
---------------------	------------



## **INDICE DE TABLAS**

	<b>Pág.</b>
1.1 Sistema Eléctrico de INECEL. Centrales Generadoras.	15
1.2 Sistema Eléctrico de INECEL. Líneas de Transmisión 230 KV.	18
1.3 Sistema Eléctrico de INECEL. Líneas de Transmisión 138 KV.	19
1.4 Sistema Eléctrico de INECEL. Subestaciones 1998.	20
1.5 Empresas Eléctricas del Sistema Nacional Interconectado.	21
2.1 Niveles de Referencia de Pérdidas de Energía.	34
2.2 Clasificación de Pérdidas Técnicas.	37
3.1 Datos de Generadores del S.N.I.	66
3.2 Despacho de Carga del S.N.I.	68
3.3 (a) Pérdidas de Potencia en Demanda Máxima	69
3.3 (b) Pérdidas de Potencia en Demanda Media.	70
3.3 (c) Pérdidas de Potencia en Demanda Mínima.	71
3.4 Pérdidas de Potencia y Energía.	73
3.5 Cuadro resumen de Pérdidas en el Sistema de Generación.	75
4.1 Balance Energético 1988-1998 del Sistema de Transmisión.	95
4.2 Demanda de potencia del Sistema Eléctrico Ecuatoriano-Empresas Eléctricas interconectadas	98
4.3 Pérdidas en Transformadores del Sistema de Nacional Interconectado.	100
4.4 Pérdidas en Líneas de Transmisión del Sistema Nacional Interconectado.	101
4.5 Resumen de pérdidas de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado.	101
5.1 Balance Energético 1991-1998 del Sistema de Distribución.	113
5.2 Energía Disponible suministrada por INECEL a las Empresas Eléctricas del Sistema Nacional Ecuatoriano.	116
5.3 Energía Facturada por Empresas Eléctricas del Sistema Nacional	

	<b>Pág.</b>
Ecuatoriano a los Abonados.	117
5.4 Pérdidas de Energía.	118
5.5 Porcentaje de Pérdidas de Energía.	119
5.6 Pérdidas Técnicas y No Técnicas de Energía.	121
5.7 Porcentaje de Pérdidas Técnicas y No Técnicas de Energía.	122
A.1 Características de Generadores del S.N.I.	130
A.2 Características de Líneas de Transmisión del S.N.I.	131
A.3 Características de Transformadores del S.N.I.	133
B.1 Pérdidas en Líneas de Transmisión y Subtransmisión del S.N.I.	136
B.2 Datos de Pérdidas en el Hierro y en el Cobre de Transformadores.	138
B.3 Pérdidas de Potencia de Transformadores del S.N.I.	141
B.4 Pérdidas de Energía de Transformadores del S.N.I.	144
C.1 Balance de Energía – Enero de 1997.	147
C.2 Balance de Energía – Febrero de 1997.	148
C.3 Balance de Energía – Marzo de 1997.	149
C.4 Balance de Energía – Abril de 1997.	150
C.5 Balance de Energía – Mayo de 1997.	151
C.6 Balance de Energía – Junio de 1997.	152
C.7 Balance de Energía – Julio de 1997.	153
C.8 Balance de Energía – Agosto de 1997.	154
C.9 Balance de Energía – Septiembre de 1997.	155
C.10 Balance de Energía – Octubre de 1997.	156
C.11 Balance de Energía – Noviembre de 1997.	157
C.12 Balance de Energía – Diciembre de 1997.	158
C.13 Balance de Energía del Sistema de Distribución del País - de 1997.	159
D.1 Porcentaje de Pérdidas de Energía de Empresas Eléctricas. Enero 1997 Diciembre 1997.	161

	<b>Pág.</b>
D.2 Precios Medios.	162
D.3 Pérdidas Anuales de Energía (Miles de sucres).	163
D.4 Pérdidas de Energía Técnicas y No Técnicas para el período 1995 – 1997 (Miles de sucres).	164
E.1 Resultados: Flujo de Potencia del S.N.I. – Demanda Máxima.	171
E.2 Resultados: Flujo de Potencia del S.N.I. – Demanda Media.	190
E.3 Resultados: Flujo de Potencia del S.N.I. – Demanda Mínima.	209

## **INDICE DE FIGURAS.**

	<b>Pág.</b>
1.1 Diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado.	12
1.2 Ubicación geográfica del Sistema Nacional Interconectado en el país.	13
1.3 Porcentaje de Generación Hidráulica y Térmica.	17
2.1 Balance global de un sistema eléctrico.	32
2.2 Relación de Pérdidas Técnicas y No Técnicas.	35
3.1 Variables del Generador Síncrono.	52
3.2 Circuito equivalente para una maquina de rotor cilíndrico.	54
3.3 Circuito equivalente para una maquina de rotor cilíndrico.	54
3.4 Generador de Polos Cilíndricos.	55
3.5 Diagrama fasorial. Generador de polos cilíndricos.	55
3.6 Diagrama fasorial. Generador de polos salientes.	56
3.7 Modelo eléctrico del generador.	58
3.8 Relaciones de potencia en un generador.	58
3.9 Valores a que tienden los rendimientos de las máquinas sincrónicas de 60 Hz con f.p. de 80%.	60
4.1 Línea de transmisión. Circuito $\Pi$ .	78
4.2 Subsistema de Transmisión.	80
4.3 Relaciones de potencia en una línea.	82
4.4 Relaciones de potencia en un transformador.	83
4.5 Modelo eléctrico de un transformador de potencia.	83
4.6 Pérdidas en vacío en un transformador, en función de la tensión aplicada.	86
4.7 Pasos básicos en la estimación de pérdidas técnicas.	89
4.8 Sistema de transmisión. Energía Disponible Pérdidas de Energía.	96
4.9 Pérdidas Técnicas de Energía del Sistema de Transmisión y Subtransmisión del S.N.I. Año 1998.	102

	<b>Pág.</b>
5.1 Subsistema de Distribución.	108
5.2 Línea de distribución.	109
5.3 Sistema de Distribución. Energía Disponible – Pérdidas de Energía.	114
D.1 Energía Disponible del Sistema de Distribución 1991-2000.	165
D.2 Energía Facturada del Sistema de Distribución 1991-2000.	166
D.3 Pérdidas de Energía del Sistema de Distribución 1991-2000.	167
D.4 Porcentaje de Pérdidas de Energía del Sistema de Distribución 1991-2000.	168
D.5 Porcentaje de Pérdidas de Energía por Empresa Eléctrica 1997.	169
E.1 Flujo de Potencia del S.N.I. – Demanda Máxima.	189
E.2 Flujo de Potencia del S.N.I. – Demanda Media.	208
E.3 Flujo de Potencia del S.N.I. – Demanda Mínima.	227

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCION Y GENERALIDADES**

### **1.1 INTRODUCCION**

A través de los últimos años se ha tratado de adquirir conciencia en lo que al uso racional de recursos energéticos se refiere; como caso especial, la conservación de la energía y como consecuencia de ello el control de pérdidas eléctricas tanto de potencia como de energía, destacándose este hecho como la mejor manera de aportar a la reducción y optimización de los requerimientos de inversión del Sector Eléctrico.

El objetivo fundamental del presente trabajo, es determinar las pérdidas de potencia y energía del Sistema Eléctrico Ecuatoriano basándose en la mayoría de los casos en datos de placa de los equipos o información proporcionada por el fabricante, flujos de potencia y mediciones de facturación a las Empresas Eléctricas por el INECEL.

Se ha determinado que en América Latina, los valores de pérdidas eléctricas han alcanzado valores alarmantes, llegando incluso en ciertos casos a superar el 30% de la generación total; particularmente en nuestro país la mayoría de Empresas Eléctricas presentan pérdidas mayores al 15%, respecto al 4% recomendado por los organismos internacionales, produciéndose tal situación, por una escasa inversión en el área de distribución en relación

con la transmisión y generación, y además, por deficiencias por parte de muchas Empresas Eléctricas en su organización y administración. Por esta razón, la determinación de pérdidas de energía en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, tiene por objetivo conocer el nivel de eficiencia del sistema para que de esta manera los grupos asignados al propósito de disminuir dichas pérdidas puedan actuar y enfrentar el problema de una manera directa.

La importancia de esta trabajo consiste en proporcionar información referente a las pérdidas de potencia y energía del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, que permita comparar con estándares internacionales y a su vez proponer alternativas de reducción. Además, el presente estudio trata primordialmente de proveer a las Empresas de Energía Eléctrica del país de una visión panorámica del problema de las pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía eléctrica son producto de realizar un balance entre la energía demandada y la energía facturada; por esto es un concepto netamente de ingeniería, el cual se refiere a dos aspectos importantes: Unas pérdidas de energía por disipación calorífica en conductores y núcleos de transformadores y por otras causas físicas como el efecto corona. Estas son llamadas “Pérdidas Técnicas”. El segundo aspecto se refiere a las pérdidas de energía que desde el punto de vista contable para la empresa significa energía consumida por algún usuario pero no facturada. Estas se contabilizan dentro de las denominadas “Pérdidas No Técnicas” y entre sus principales orígenes pueden mencionarse: robos de energía y deficiencias en la medición y facturación.

Las pérdidas de energía y potencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano han sido una de las preocupaciones permanentes del Gobierno, del INECEL, de las Empresas Eléctricas y de las entidades vinculadas al Sector Eléctrico del país. Si bien el INECEL y las Empresas Eléctricas, con grandes inversiones han mejorado y van mejorando los sistemas de Subtransmisión, distribución y comercialización, las pérdidas de energía no presentan una disminución considerable. Ante esta situación, el INECEL a través de la DISCOM, ha querido preparar, impulsar e implementar políticas, procedimientos, metodología, estudios y programas de reducción de pérdidas de energía tanto en la parte técnica como comercial, que permitan lograr niveles de pérdidas normalmente aceptables y que correspondan al

10% o menos. Además, la evolución y reducción de las pérdidas eléctricas ha centrado la atención de la alta Gerencia de las Empresas Eléctricas, puesto que se produce un ahorro de combustible en la generación de energía.

La disminución de pérdidas a todo nivel, se traduce en una mayor disponibilidad de capacidad instalada y menor consumo de combustible para un mismo nivel de beneficio social y económico de consumo de energía eléctrica. Esto implica una menor utilización de energía primaria y una eventual disminución de inversiones en el subsector eléctrico.

El análisis de los estudios de pérdidas en un sistema eléctrico permiten conocer el grado de actualización y desglose de los niveles de pérdidas por etapa funcional, las mejoras realizadas y programadas, los recursos de la empresa para una evaluación periódica de los mismos, etc.

La definición de pérdidas, se resume en el gasto, consumo o merma de un bien, a partir del momento en que se devenga. Bajo este criterio, se busca poner prácticamente todo el producto en el mercado, con un mínimo de pérdidas en los procesos de fabricación, transporte, distribución y comercialización.

El porcentaje de pérdidas, es indicativo claro del estado de cualquier empresa; de ahí que, si está dentro de los rangos tolerables no sea necesario ejercer mayor control, pero si alcanza niveles que le ponen en riesgo, es imprescindible a través de unidades especiales, implementar políticas que determinen las causas que originan estos resultados negativos y dar los correctivos y soluciones que permitan superarlas. Es por esta razón que es necesario y fundamental, determinar las pérdidas de potencia y energía en toda clase de sistema eléctrico.

El nivel de pérdidas representa el grado de desarrollo de la ingeniería y de la actividad de la gerencia de una empresa. Las fuentes principales de merma del producto que afectan al Sector Eléctrico son dos: el sistema eléctrico y su comercialización.



---

Los costos elevados de generación, las crecientes dificultades para financiar la expansión de los sistemas eléctricos así como las necesidades socio-políticas para aumentar la cobertura del servicio, obligan a recapacitar en la eficiencia y el correcto aprovechamiento de los sistemas en funcionamiento.

Con el objetivo de presentar una óptica clara de está problemática, se presentan los siguientes aspectos que ayudan a delimitar y presentar el tema de las pérdidas eléctricas.

Primeramente se realiza una descripción del Sistema Eléctrico Ecuatoriano y luego, se presenta un análisis de la Situación actual del mismo.

El Sistema Eléctrico consume energía en cada una de sus etapas funcionales (**Pérdidas Técnicas**); consumo que es mayor o menor, de acuerdo a la optimización en su concepción, planificación, construcción, operación y mantenimiento, uso de equipos y materiales, etc.

En la Comercialización, cualquier error u omisión en sus diferentes procesos (**Pérdidas Negras**), atención a la clientela, en el equipo de medición, en la lectura de consumo, en la digitación, en la facturación, etc.; unido a las acciones de los usuarios para ocultar todo o parte del consumo, aportarán para que exista porcentajes de pérdidas significativos.

Con el propósito de tener una visión de la problemática de las Pérdidas en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, se realiza una breve descripción del mismo.

La determinación de pérdidas de potencia y energía en un Sistema Eléctrico es un problema complejo puesto que existe gran diversidad de elementos, gran cantidad de información a ser manejada, incertidumbre, falta parcial o carencia total de información, naturaleza variable de la carga tanto en el sistema eléctrico como en cada elemento que lo compone y por la existencia de costos involucrados en la realización de mediciones en diferentes puntos del sistema. La estimación de las pérdidas técnicas requiere de información adecuada y herramientas computacionales de análisis de redes eléctricas. A

partir de las pérdidas de potencia se pueden estimar las pérdidas de energía. La información requerida es grande y normalmente no suele encontrarse en su totalidad en las Empresas, lo cual dificulta el trabajo a realizarse (estimación de pérdidas).

El control de pérdidas por generación permite lograr ahorros significativos en las plantas de producción de electricidad. Por esta razón en el presente trabajo existe un punto en el cual se dedica a la determinación de pérdidas técnicas en el proceso de generación.

Con el fin de lograr la meta propuesta, se definen los siguientes objetivos específicos del estudio:

- Efectuar un reconocimiento de la información disponible en el INECEL y en las Empresas Eléctricas y evaluar la posibilidad de su utilización y su confiabilidad estadística como base para estimar las pérdidas y efectuar su diagnóstico.
- Estimar las pérdidas de energía por sistema, nivel de voltaje, tipo de causa, etc., en la medida en que la información disponible lo permita, con el fin de establecer su importancia.

## **1.2 DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO**

El sector eléctrico brinda una significativa contribución al desarrollo nacional y su impacto sobre la economía es decisivo. Esta participación es relevante ya que áreas económicas y sociales importantes dependen totalmente de las condiciones en que se desenvuelve el suministro de la energía eléctrica. Desde la creación de INECEL, el sector eléctrico ha mantenido un ritmo de crecimiento dinámico con avances representativos en determinados períodos por las condiciones económicas favorables y las decisiones políticas acertadas que se han adoptado. La acción cumplida ha permitido al sector eléctrico dar una respuesta anticipada a la demanda de este servicio vital lo cual ha posibilitado la expansión de otras

áreas económicas y sociales y, por ende, el desarrollo del país y bienestar de la colectividad.

### **1.2.1 BREVE RESEÑA HISTORICA DE INECEL.**

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, cumplió el 23 de mayo de 1998 treinta y siete años de vida al servicio del pueblo; constituye un factor básico y esencial del progreso del país.

Se fundó el 23 de mayo de 1961, durante el gobierno del doctor José María Velasco Ibarra, publicado en el Registro Oficial 227 del mismo mes y año. A través de la Ley Básica de Electrificación reformada mediante Decreto Supremo 1042, publicado en el proceso de electrificación en el Ecuador [17].

Esa Ley dotó al Instituto de personería jurídica y de autonomía económica y administrativa y estableció, como premisa fundamental, que la electrificación es una obra de carácter nacional y que el Gobierno asume la potestad de planificar, ejecutar y controlar la actividad del sector eléctrico y poner término a la dispersión y atomización que hasta entonces sufría el país; mejorar su calidad crónicamente deficiente; y, evaluar y reducir los altos costos operacionales determinados por la diseminación de las fuentes administrativas en forma ajena a consideraciones técnicas y financieras.

Estas falencias daban como resultado que, a la fecha de la creación de INECEL, el Ecuador apenas contara con 120.000 Kilovatios de potencia instalada y producida por 1200 centrales de generación en manos de Empresas Públicas y Privadas.

A partir de la década de 1940 el sector eléctrico estuvo bajo la jurisdicción de los Municipios sin que esto corrigiera las fallas estructurales del sector, ya que por consideraciones regionales, particulares, geopolíticas y exigencias socio-económicas dispares, los Consejos atendían a requerimientos localistas que impedían la unificación y racionalización del sector eléctrico.

Esta situación se prolongó durante 20 años al cabo de los cuales el Estado Ecuatoriano se planteó la necesidad imperiosa de reorientar la manera como se proporcionaba el servicio eléctrico a los ecuatorianos.

Bajo la presidencia del doctor Carlos Julio Arosemena Monroy se perfeccionó la Ley Básica de Electrificación y se dotó de recursos a INECEL. La Legislatura de 1970 instauró el Fondo Nacional de Electrificación que permite INECEL participar del 47 por ciento de las regalías recibidas por el Fisco de la producción de petróleo. Esta participación nunca se hizo efectiva en su totalidad; por el contrario, fue mermándose de año en año, lo cual ha impedido la plena ejecución del Plan Maestro de Electrificación vigente desde 1973.

Después de un período de estudios, experiencias, ajustes y perfeccionamiento técnico y administrativo, en 1966 INECEL elaboró el primer Plan Nacional de Electrificación en el que se definieron objetivos, se trazaron políticas y se propusieron obras para el desarrollo eléctrico nacional. Dos aspectos básicos estableció ese Plan:

- La creación de un sistema nacional interconectado y,
- La integración eléctrica regional.

El Sistema Nacional Interconectado comprende la construcción de un sistema integrado por las centrales de generación hidro y termoeléctricas y de un sistema de transmisión constituido por un anillo troncal de 230 kilovoltios que circunscribe la totalidad del territorio nacional y ramales de 130 kilovoltios que lo conectan con las diversas provincias. La construcción del Sistema Nacional Interconectado ha experimentado un avance sostenido y el país está beneficiándose de sus ventajas conforme han entrado en operación sus diferentes tramos. Esta concepción del sistema nacional interconectado se mantiene hasta la fecha.

La integración eléctrica consiste en la creación y estructuración de Empresas Eléctricas regionales para la distribución y comercialización de la energía en sus respectivas áreas de concesión e integradas en forma paulatina con miras a conformar un sistema nacional

único. Esta configuración permitiría optimizar el aprovechamiento de los recursos energéticos, así como evitar el manejo desordenado y atomizado de la electrificación en el país.

Las Empresas Eléctricas que hasta el momento forman parte del Sistema Nacional Interconectado son 19, de las cuales 18 son Empresas Regionales y una (EMELEC) es privada.

#### 1.2.1.1 NUEVA LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO.

El 10 de Octubre de 1996, se publicó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico dictada por el gobierno del abogado Abdalá Bucaram. La nueva norma jurídica introduce la participación del sector privado en las fases de generación, transmisión, distribución, comercialización y reestructura del sector eléctrico nacional. De este modo, el sector eléctrico deja de ser monopolístico y su acción será asumida por Empresas organizadas como sociedades anónimas. El Estado según la ley es solamente un ente regulador y de control. Esto ha determinado que el campo de la electrificación se encuentre al momento en proceso de una profunda y trascendental transformación [17].

#### 1.2.2 ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL

El Instituto Nacional Ecuatoriano de Electrificación INECEL, está constituido por las siguientes direcciones:

- **DIRECCION EJECUTIVA DE FINANZAS:** Es la dirección encargada del manejo financiero de la institución, elabora su presupuesto y luego de su aprobación vigila por el estricto cumplimiento del mismo.
- **DIRECCION DE RELACIONES INDUSTRIALES:** Es la dirección encargada de la administración de los recursos humanos en INECEL. Su responsabilidad es mantener

---

un clima de armonía laboral tomando como base el código del trabajo, contrato colectivo y demás leyes afines.

- **DIRECCION DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION (DISCOM):** Es la unidad ejecutiva encargada de llevar adelante los programas de subtransmisión, plan nacional de distribución, administración y control del Fondo de Electrificación Rural y urbano marginal, construcción, operación y mantenimiento de las obras en los sistemas menores y el control de la gestión empresarial de las Empresas Eléctricas del país.
- **DIRECCION DE OPERACIONES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (DOSNI):** Tiene bajo su responsabilidad la operación y mantenimiento de dicho sistema. Las principales funciones de la DOSNI son: Operación de cada una de las instalaciones y del S.N.I. en su conjunto, en tiempo real, mantenimiento de las instalaciones y venta de potencia y energía a las Empresas Eléctricas.
- **DIRECCION EJECUTIVA DE INGENIERIA Y CONSTRUCCION (DEIC):** Esta dirección tiene como función: Dirigir, coordinar y controlar la ejecución de estudios, diseños, construcción y/o fiscalización de obras destinadas a generación, sistemas de transmisión y mantenimiento mayor de las centrales de operación en los aspectos de ingeniería Civil y Geotécnica.
- **CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA (CENACE):** Tiene bajo su responsabilidad la planeación operativa, operación en tiempo real y las actividades de comercialización con las actuales 18 Empresas Eléctricas interconectadas, además, la supervisión de los contratos con las Empresas Privadas de generación.
- **DIRECCION DE PLANEACION Y TARIFAS (DIPLAT):** Esta dirección realiza la planificación del sistema y el estudio de los pliegos tarifarios que son analizados y aprobados posteriormente.

### **1.2.3 SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.**

El Sistema Nacional Interconectado constituye la obra fundamental del Instituto Ecuatoriano de Electrificación; está conformado por un conjunto de centrales de generación térmica e hidráulica y por la red de transmisión de la energía generada hacia los centros de consumo en el territorio nacional.

El Sistema Eléctrico del Ecuador está compuesto por una red radial de líneas de 230 KV y 138 KV que enlazan los diferentes centros de consumo con las centrales generadoras y con 27 subestaciones de transformación [15].

El sistema es eminentemente hidráulico. La planeación operativa, operación en tiempo real y actividades de comercialización con las actuales 19 Empresas Eléctricas interconectadas de este sistema corresponde al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano, es considerado como longitudinal por las características especiales de configuración de la red eléctrica del S.N.I., dado que la generación mayoritaria se encuentra muy apartada de los principales centros de consumo, como es el caso de las ciudades de Quito y Guayaquil que se encuentran aproximadamente a 300 y 200 kilómetros respectivamente del mayor centro de generación del país que es la Central Paute, cuya capacidad de potencia instalada es de 1075 MW. El resto del consumo está repartido entre 16 Empresas Regionales distribuidas a lo largo del territorio nacional.

En la figura 1.1 se presenta el diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado y en la figura 1.2 su ubicación geográfica en el país.

Las pérdidas de energía durante el año de 1997 en el Sistema Interconectado ascendieron al 4% de la energía disponible en generación (generación neta) presentando una disminución del 0.1% con relación al año anterior (1996).

Si se compara la potencia instalada de energía eléctrica en 1961, cuando se fundó INELCEL, que apenas llegaba a 120.000 kilovatios en 1.200 centrales eléctricas, esto es un promedio de 100 kilovatios por planta y un índice medio de 29 vatios por habitante, con la

que a la fecha alcanza a 2.004.400 kilovatios, se reconoce, en su enorme y eficiente proporción, la obra ejecutada por INECEL en sólo 37 años de actividad [16].

### **1.3 CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL SISTEMA.**

Generalmente el Sector Eléctrico puede ser identificado mediante los siguientes aspectos físicos:

#### **1.3.1 SISTEMA DE GENERACION.**

En sus treinta y siete años de vida institucional, INECEL ha construido y puesto en operación tres grandes centrales hidroeléctricas y seis plantas térmicas. Esta actividad es una de las más importantes del Sistema Nacional Interconectado; pues, constituyó un desafío en la implementación de tecnologías avanzadas para utilizar el potencial energético disponible.

La potencia total instalada con que cuenta el país actualmente es de 2.004.400 KW (sin tomar en cuenta la autogeneración que poseen las Empresas Eléctricas). En el año de 1997 el país tuvo una demanda de energía de 9829.9 GWH y se estima en 10268.1 GWH para 1998. La tasa de crecimiento anual de la demanda es del 5%. [11].

De la potencia total instalada, 1.395.200 kilovatios (70 por ciento) corresponden a centrales hidroeléctricas y 609.200 kilovatios (30 por ciento) a centrales termoeléctricas.

La Central Paute constituye la mayor obra hidroeléctrica del país construida por INECEL; está situada en el límite provincial entre Cañar, Azuay y Morona Santiago, 125 kilómetros al nororiente de Cuenca, con una potencia instalada de 1'075.000 KW en sus tres etapas. Utiliza las aguas reguladas del río Paute en el sector conocido como Cola de San Pablo. La primera etapa (Central Molino) se subdivide en tres fases: A, B y C. La fase A está constituida por cinco unidades de generación de 100 MW cada una; que generan una



## SISTEMA ELECTRICO DE INECEL CENTRALES Y LINEAS DE TRANSMISION

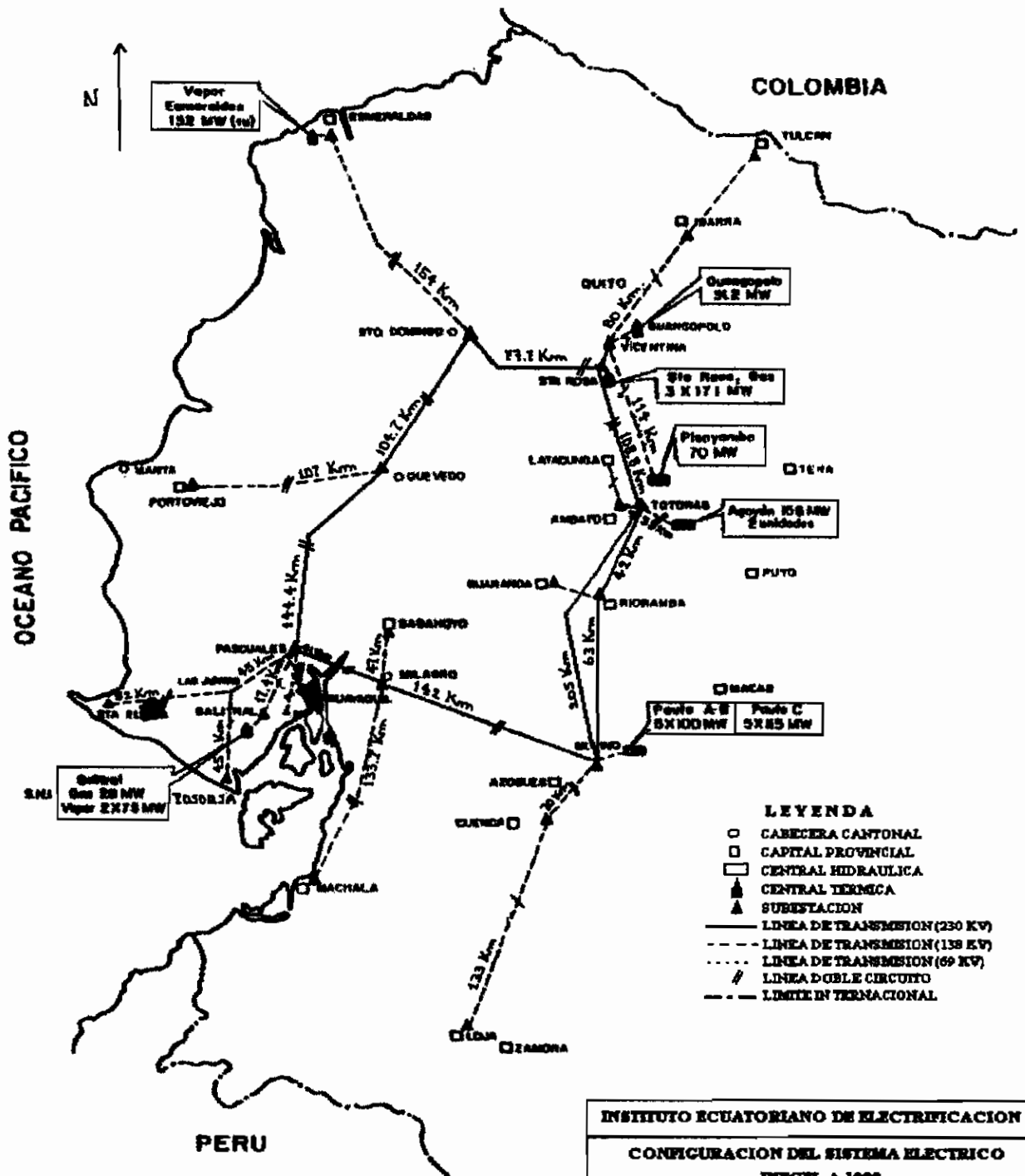


Figura 1.2

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION  
CONFIGURACION DEL SISTEMA ELECTRICO  
INECEL A 1998  
UBICACION GEOGRAFICA

potencia instalada de 500 MW y se hallan en operación comercial desde 1983. La fase C es análoga a las fases A y B; está constituida por cinco unidades de generación de 115 MW cada una, que corresponden a una potencia instalada de 575 MW [6].

La presa Daniel Palacios sirve para la operación de las tres fases, la cual forma un reservorio de 120 millones de metros cúbicos. La casa de máquinas subterránea, con 10 turbinas tipo Pelton, tiene 1'075.000 kilovatios de capacidad instalada. Es la central de mayor envergadura construida por INECEL y la obra más grande que se ha ejecutado en el Ecuador. La tabla 1.1, indica el Sistema de Generación Eléctrico de INECEL.

### 1.3.2 SISTEMA DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION.

El Sistema Nacional de Transmisión es la columna vertebral del Sistema Nacional Interconectado; consiste en un conjunto de subestaciones y líneas troncales de transmisión en 230 y 138 kilovoltios que transportan energía producida por las centrales de generación, tanto térmicas como hidráulicas, hacia subestaciones principales; desde estas subestaciones, mediante redes de distribución construidas por las Empresas Eléctricas, se entrega la energía a los consumidores finales.

A 1998 el Sistema Nacional de Transmisión está conformado por 827 kilómetros de 230 kilovoltios, 1.117 kilómetros de líneas de 138 kilovoltios, 27 subestaciones principales de elevación y reducción de 230/138/69 kilovoltios con una potencia máxima de 5.833 MVA de capacidad [6].

En lo que se refiere al Sistema Nacional de Subtransmisión, el país cuenta con 36 kilómetros de líneas en 138 kilovoltios, 2.550 kilómetros de líneas en 69 kilovoltios; 177 kilómetros de líneas en 46 kilovoltios; 404 kilómetros de líneas en 34.5 kilovoltios; 2.460 MVA de capacidad nominal máxima en subestaciones de reducción de 138/69 kilovoltios; 138/46 kilovoltios; 69/22 kilovoltios; 69/13.8 kilovoltios; 46/23 kilovoltios; 46/6.3 kilovoltios y 34.5/13.8 kilovoltios.

**SISTEMA ELECTRICO DE INECEL  
CENTRALES GENERADORAS  
1998**

TABLA I.1

CENTRAL	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA EFECTIVA POR UNIDAD (MW)	TIPO UNIDAD (1)	RENDIMIENTO		AÑO ENTRADA EN OPERACIÓN
						(KWh/gal)	(KWh/m <sup>3</sup> )	
PUCARA	76.00 (2)	74.0	0.95	2 x 35	H		0.987	77
GUANGOPOLO	31.20 (3)	29.5	0.80	5 x 4.8	C.I.		15.49	77
SANTA ROSA	76.80	45.0	0.80	3 x 17	G		8.96	81
GAS. G. ZEVALLOS	30.94 (4)	20.0	0.85	1 X 20	G		8.45	76
VAP. G. ZEVALLOS	146.00	125.0	0.85	2 x 70	V		13.21	80
ESMERALDAS	132.50	132.0	0.85	1 x 125	V		15.39	82
PAUTE	500.00	500.0	0.90	5 x 100	H		1.424	83
AGOYAN	575.00	575.0	0.90	5 x 115	H			91
G. MEXICANOS	156.00	156.0	0.90	2 x 78	H		0.368	87
TOTAL :	1748.1	1671.5	0.85	3 X 5	T			95

Información obtenida en INECEL; DOSNI - PROINCO y tabulados por el autor de la tesis.

Tabla 1.1: Sistema Eléctrico de Inecel. Centrales Generadoras 1998 [15][16].

NOTAS:

(1) H = Hidráulica.

C.I. = Combustión Interna.

G = Gas.

V = Vapor.

n = Nominal.

(2) MVA<sub>n</sub> = 40 MVA/U

(3) MVA<sub>n</sub> = 6.5 MVA/U

(4) MVA = 36.4 MVA

De los 11.500.000 habitantes que se estima hay al momento, 8.500.000 personas, es decir el 78%, dispone de servicio eléctrico. El 95% de las viviendas urbanas y el 53% de las rurales cuenta con energía eléctrica.

La estructura del consumo eléctrico nacional es la siguiente [4]:

Residencial	39%
Comercial	15%
Industrial	30%
Entidades Oficiales y Alumbrado Público	16%

### 1.3.3 CAPACIDAD DE POTENCIA INSTALADA DEL S.N.I [15]:

#### a) Generación :

a.1) Hidráulica	1.395.200 KW	70%
a.2) Térmica	609.200 KW	30%
a.3) Total	2.004.400 KW	100%

#### b) Sistema Nacional de Transmisión:

b.1) L/T a 230 KV	827 Km
b.2) L/T a 138 KV	1.162 Km

#### c) Sistema Nacional de Subtransmisión:

c.1) Líneas a 69 KV	2550 Km
c.2) Líneas a 46 KV	177 Km
c.3) Líneas a 34.5 KV	404 Km

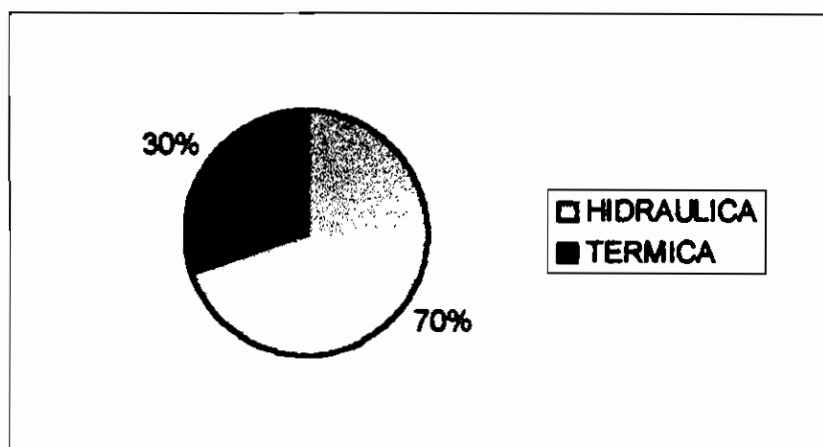


Figura 1.3: Porcentaje de Generación Hidráulica y Térmica [11][16].

d) Subestaciones (Capacidad Máxima):

d.1) 27 Subestaciones principales de elevación      5.833 MVA

230/138/69/46 KV.

d.2) Subestaciones de Reducción      2.460 MVA

138/69      KV

138/46      KV

69/22      KV

69/13.8      KV

46/23      KV

46/6.3      KV

34.5/13.8      KV

Las tablas 1.2, 1.3 y 1.4 muestran las características del Sistema de Transmisión y Subtransmisión Ecuatoriano [15][16].

**SISTEMA ELECTRICO DE INECEL  
LINEAS DE TRANSMISION  
230 KV**

**TABLA 1.2**

NOMBRE	TENSION (KV)	NUMERO DE CIRCUITOS	LONGITUD (Km)	MVAR		LIMITE TERMICO POR CIRCUITO		Charging KVAR/Km LT	SIL POR CIRCUITO (MVA)
				L/T	(MVA)	(AMP)			
PAUTE - MILAGRO	230	2	141	25.583	442	1125	181.44	139.6	
PAUTE - PASCUALES	230	2	190	35.260	442	1125	185.58	139.6	
PAUTE - TOTORAS	230	1	205	36.920	442	1125	180.10	139.6	
PAUTE - RIOBAMBA	230	1	163	29.360	442	1125	180.12	139.6	
PASCUALES - MILAGRO	230	1	42	7.841	442	1178	186.69	145.0	
PASCUALES - TRINITARIA	230	2	25	4.530	442	1178	181.20	145.0	
QUEVEDO - PASCUALES	230	2	144	26.959	442	1178	187.22	145.0	
S. DOMINGO - QUEVEDO	230	2	105	19.547	442	1178	186.16	145.0	
S. ROSA - S. DOMINGO	230	2	78	14.109	442	1125	180.88	139.6	
TOTORAS - S. ROSA	230	2	105	18.910	442	1125	180.10	139.6	
TOTORAS - RIOBAMBA	230	1	42	7.564	442	1125	180.10	139.6	

Información obtenida en INECEL: DOSNI - PROINCO y tabulados por el autor de la tesis.

Tabla 1.2: Sistema Eléctrico de Inecel. Líneas de Transmisión 230 KV [15][16].

**SISTEMA ELECTRICO DE INECEL  
LINEAS DE TRANSMISION  
138 KV**

**TABLA 1.3**

NOMBRE	TENSION (KV)	NUMERO DE CIRCUITOS	LONGITUD (Km)	MVAR		LIMITE TERMICO POR CIRCUITO		Charging KVAR/Km LT	SIL POR CIRCUITO (MVA)
				LT	(MVA)	(MVA)	(AMP)		
PAUTE - CUENCA	138	2	70	4.410	141.00	589	63.00	49.3	
CUENCA - LOJA	138	1	135	8.397	141.00	590	62.20	47.6	
MILAGRO - MACHALA	138	2	129	8.512	141.00	590	65.98	47.6	
PASCUALES - S.ELENA	138	1	107	7.019	141.00	590	65.60	47.6	
PASCUALES - SALITRAL	138	2	17	1.103	160.00	669	64.88	50.4	
PASCUALES - POLICENTRO	138	2	16	0.910	160.00	669	56.88	50.4	
POSORJA - EQUIL-3	138	1	53	5.798	141.00	590	109.40	47.6	
PASCUALES - EQUIL-3	138	1	45	2.559	141.00	590	56.87	47.6	
QUEVEDO - PORTOVIEJO	138	2	107	7.019	141.00	590	65.60	50.4	
S.DOMINGO - ESMERALDAS	138	2	154	9.856	141.00	590	64.00	50.4	
VICENTINA - SANTA ROSA	138	1	18.5	1.180	160.00	660	63.78	49.3	
GUANGOPOLO - VICENTINA	138	1	7	0.500	160.00	660	71.43	49.3	
VICENTINA - IBARRA	138	2	80	5.120	160.00	660	64.00	49.3	
PUCARA - LATACUNGA	138	1	95.5	2.209	160.00	660	23.13	49.3	
PUCARA - AMBATO	138	1	30	1.890	160.00	660	63.00	49.3	
IBARRA - TULCAN	138	1	70	4.417	160.00	660	63.10	49.3	
TOTORAS - AMBATO	138	1	7	0.435	141.00	590	62.14	47.6	
AGOYAN - TOTORAS	138	2	33	2.161	186.00	778	65.48	50.4	
MILAGRO - BABAHOYO	138	1	47	5.9	141.00	589	125.53	50.4	
VICENTINA - LATACUNGA	138	1	18.5	5.679	160.00	660	306.97	49.3	

Información obtenida en INECEL: DOSNI - PROINCO y tabulados por el autor de la tesis.

Tabla 1.3: Sistema Eléctrico de Inecl. Líneas de Transmisión 138 KV [15][16]

**SISTEMA ELECTRICO DE INECEL**  
**SUBESTACIONES**  
**1998**

TABLA 1.4

NOMBRE	CAPACIDAD (1) (MVA)	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	TIPO DE ENFRIAMIENTO (1)	NUMERO DE TRANSF. (2)	RESERVA	
					CAPACIDAD (MVA)	NUMERO DE TRANSF. L/T
PUCARA	80	13.8/141.5	FOA	2T-3φ		
AMBATOAL - TOTO-138	43	138/69/13.8	ONAF	1A-3φ		
VICENTINA	43	138/46/13.8	ONAF	1T-3φ		
	48	138/46/13.8	ONAF	1T-3φ		
GUANGOPOLO	40	6.6/138	ONAF	2T-3φ		
IBARRA	40	138/34.5/13.8	FA	1T-3φ		
	33.33	138/69/13.8	FA	1A-3φ		
G. ZEVALLOS VAPOR	172	13.2/69	ONAF	2T-3φ		
G. ZEVALLOS GAS	34	13.8/69	ONAF	1T-3φ		
SALITRAL	150	138/69/13.8	FA	3A-1φ	50.00	1A-1φ
SANTA ROSA	75	138/46/13.8	FA	1T-3φ		
	375	230/138/13.8	FOA	3A-1φ	125.00	1A-1φ
SANTA ROSA GAS	84	13.8/138	ONAN	3T-3φ		
QUEVEDO	33	138/69/13.8	FOA	1T-3φ		
	166.5	230/138/13.8	FOA	3A-1φ	55.50	1A-1φ
ESMERALDAS	75	138/69/13.8	OFAF	1A-3φ		
CENTRAL ESMERALDAS	160	13.8/147.5	OFAF	1T-3φ		
PORTOVIEJO	75	138/69/13.8	OFAF	1A-3φ		
	75	138/69/13.8	OFAF	1A-3φ		
SANTO DOMINGO	100	138/69/13.8	FOA	3A-1φ		
	166.5	230/138/13.8	FOA	3A-1φ		
PASCUALES	375	230/69/13.8	FOA	3A-1φ	125.00	1A-1φ
	150	138/69/13.8	FA	3A-1φ	50.00	1A-1φ
	30					
MILAGRO	167	230/69/13.8	FOA	3A-1φ	55.50	1A-1φ
	100	69/138/13.8	FOA	3A-1φ		
MOLINO	638.5	13.8/138	WF	5T-3φ		
	750	138/230/13.8	FOA	6A-1φ	125.00	1A-1φ
	127	13.8/230	WF	5T-3φ		
CUENCA	100	138/69/13.8	FOA	3A-1φ	33.33	1A-1φ
TOTORAS	100	138/230/13.8	FA	3A-1φ	33.33	1A-1φ
	100	138/69/13.8	FA	3A-1φ		
MACHALA	100	138/69/13.8	FA	3A-1φ		
SANTA ELENA	66.7	138/69/13.8	FOA	1A-3φ		
POSORJA	33.3	138/69/13.8	FA	1A-3φ		
LOJA	66.7	138/69/13.8	FOA	1A-3φ		
RIOBAMBA	100	230/69/13.8	FOA	3A-1φ		
AGOYAN	170	13.8/145	FOA	2T-3φ		
POLICENTRO	150	138/69/13.8	FA	3A-1φ		
					32.00	1A-1φ
TOTAL:	5392.53				684.66	

Información obtenida en INECEL: DOSNI - PROINCO y tabulados por el autor de la tesis.

Tabla 1.4: Sistema Eléctrico de Inecel. Subestaciones 1998 [15][16].



## 1.3.4 SISTEMA DE DISTRIBUCION.

El sistema de distribución está conformado por todas las Empresas Eléctricas Privadas y Regionales con sus respectivos sistemas de redes y líneas.

Hasta el momento se han conformado 19 Empresas Eléctricas, de las cuales 18 son regionales y una (EMELEC) privada con capitales extranjeros y en proceso de traspaso.

En las Empresas Regionales INECEL es el accionista mayoritario (51 por ciento), a través de las cuales se ha logrado la integración eléctrica de todas las provincias de la sierra y de la costa; se adelantan los trabajos para alcanzar igual propósito con todas las provincias amazónicas para lo cual se constituyó la Empresa Eléctrica Regional Sucumbios.

Las Empresas Eléctricas que forman parte del Sistema Nacional Interconectado se indican en la tabla 1.5.

**EMPRESAS ELECTRICAS SERVIDAS POR EL SISTEMA NACIONAL  
INTERCONECTADO**

EMPRESA	SIGLA	SEDE (1)	PROVINCIA	ZONA	AÑO
1. Empresa Eléctrica Ambato	EEASA	Ambato	Tungurahua	Centro	1977
2. Empresa Eléctrica Azoguez S.A.	EEAZOG	Azoguez	Cañar	Sur	1988
3. Empresa Eléctrica Bolivar S.A.	EMELBO	Guaranda	Bolivar	Centro	1988
4. Empresa Eléctrica Centro Sur C.A.	EMECSU	Cuenca	Azuay	Sur	1983
5. Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.	ELEPCOSA	Latacunga	Cotopaxi	Centro	1977
6. Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A.	EMELGUR	Guayaquil	Guayas	Centro	1982
7. Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.	EMELEC	Guayaquil	Guayas	Centro	1977
8. Empresa Eléctrica Regional Manabí	EMELMANABI	Manta	Manabí	Centro	1982
9. Empresa Eléctrica Regional Norte	EMELNORTE	Ibarra	Imbabura	Norte	1980
10. Empresa Eléctrica El Oro	EMELORO	Machala	El Oro	Sur	1986
11. Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.	EMELRIOS	Babahoyo	Los Ríos	Centro	1984
12. Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.	EMELESAE	Esmeraldas	Esmeraldas	Norte	1981

EMPRESA	SIGLA	SEDE (1)	PROVINCIA	ZONA	AÑO
13. Empresa Eléctrica Milagro C.A.	EEMCA	Milagro	Guayas	Centro	1983
14. Empresa Eléctrica Quito S.A.	EEQSA	Quito	Pichincha	Norte	1977
15. Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.	EERSSA	Loja	Loja	Sur	1987
16. Empresa Eléctrica Riobamba S.A.	EERSA	Riobamba	Chimborazo	Centro	1979
17. Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.	EMEPSE	La Libertad	Guayas	Centro	1987
18. Empresa Eléctrica Sto. Domingo de los Colorados	EMELSAD	Sto. Domingo	Pichincha	Norte	1983
19. Empresa Eléctrica Regional Sucumbios S.A. (2)	EMELSUCUM	Nueva Loja	Sucumbios	Norte	–

(1) Año en que se inició la entrega de energía.

(2) No se incorpora aún al Sistema Nacional Interconectado.

Tabla 1.5: Empresas Eléctricas del Sistema Nacional Interconectado [16].

## **CAPITULO II**

### **TEORIA: Conceptos y definiciones**

#### **2.1 ASPECTOS GENERALES.**

En este capítulo se presenta un análisis general de los conceptos, definiciones fundamentales y de las bases teóricas requeridas para la realización de estudios de pérdidas técnicas, no técnicas y sus clasificaciones correspondientes, y los modelos que representan el comportamiento de cada uno de los elementos del sistema eléctrico. Además, se presentan los diferentes avances teóricos en la temática tratada, principios y procedimientos más trascendentales para la realización de los estudios planteados.

Es importante la realización de este análisis general, ya que nos aclara el camino a seguir en el proceso de estimación y determinación de pérdidas técnicas y de comercialización tanto de potencia como de energía y además, que permita atacar de una manera sistemática y directa, el problema de las pérdidas de energía eléctrica, cuyos efectos aquejan en menor y mayor grado, a todas las Empresas Eléctricas Regionales y Privadas del país.

### 2.1.1 PERDIDAS DE ENERGIA Y EFICIENCIA EN SISTEMAS ELECTRICOS.

Un sistema eléctrico está integrado por una serie de elementos encargados de la generación, transformación, transmisión y conversión de energía eléctrica. En cada elemento, debido a diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que son producto de una eficiencia eléctrica limitada en la función que realiza el elemento. Estas pérdidas se producen en todo instante de tiempo mientras dure la energización del elemento. Las pérdidas que actúan en un instante de tiempo, son llamadas pérdidas de potencia, mientras que estas pérdidas actuando en un intervalo de tiempo determinado se llaman pérdidas de energía.

La adecuada política de expansión y operación de un sistema eléctrico, produce una mejor eficiencia productiva del sector eléctrico de un país. Las pérdidas eléctricas de un sistema físico se traduce en una menor disponibilidad de la capacidad instalada y mayores gastos de operación para un mismo beneficio social y económico de consumo de electricidad, lo que implica, a nivel del sector energético, una mayor utilización de energía primaria y un eventual aumento de inversiones en el subsector eléctrico.

Además, la existencia de pérdidas eléctricas, hace que ciertos recursos financieros no puedan ser invertidos en otras áreas estratégicas del país.

En los países industrializados, este problema de pérdidas eléctricas, prácticamente no existe, puesto que poseen un sistema eléctrico muy eficiente que alcanza un nivel igual o mayor al 90%, lo cual no sucede con los países latinoamericanos. Esta diferencia se produce, ya que en los países industrializados el crecimiento de la demanda es mucho menor, en porcentaje elevado del consumo es de tipo industrial y además, las Empresas Eléctricas encargadas del suministro de energía han planeado, diseñado e implementados las redes de transmisión y distribución con criterios de eficiencia y calidad del servicio.

Estas diferencias, dejan entrever que el problema de la eficiencia trasciende al ámbito del sector eléctrico para convertirse en un problema energético.

Determinar las pérdidas de potencia y energía de un sistema eléctrico, constituye un problema complejo puesto que en dicho sistema existe una gran diversidad de elementos, gran cantidad de información a ser manejada, incertidumbre, falta parcial o total de información y la naturaleza de la carga variable.

No es sencillo discriminar que porcentaje del total de pérdidas de energía corresponde a causas Técnicas y No Técnicas.

Las pérdidas en sistemas eléctricos que se reportan en las estadísticas, no son el fruto de un cambio brusco. Se puede decir que las pérdidas integran las ineficiencias que se van produciendo a lo largo del tiempo y que poco a poco revelan las consecuencias de criterios de diseño que pudieron ser económicos, la obsolescencia y el envejecimiento natural de los sistemas eléctricos no renovados oportunamente, o que todavía no es rentable sustituir.

Se podría verificar lo anterior, mediante los datos estadísticos de Empresas Eléctricas, los mismos que deberían indicar que al introducir nuevos niveles de voltajes en el sistema, el nivel de pérdidas reducirá.

El aumento de los costos incrementales promedios, a niveles que hacen antieconómico la prestación del servicio, los montos de energía que se disipan ha hecho que en los últimos años se tome conciencia de la importancia de conocer donde y en que proporción se producen las pérdidas eléctricas del sistema y de esta manera se pueda actuar sobre la disminución de los niveles de pérdidas.

La estimación y análisis de las pérdidas de potencia requieren información adecuada y herramientas computacionales de análisis de redes eléctricas. Esta información es normalmente voluminosa y generalmente no se encuentra en su totalidad disponible en las Empresas Eléctricas, lo cual dificulta el proceso de estimación. A partir de las pérdidas de potencia se puede estimar las pérdidas de energía. Para que el análisis de la totalidad del sistema eléctrico sea realizado con mayor facilidad, es necesario clasificarlo en diferentes subsistemas tales como:

- Subsistema de Generación.
- Subsistema de Transmisión.
- Subsistema de Subtransmisión.
- Subsistema de distribución primaria.
- Subsistema de distribución secundaria.

Una forma alternativa de considerar el efecto de las pérdidas de energía en el proceso de planeamiento, consiste en describir la operación de los diferentes subsistemas no en términos de la energía perdida en ellos, sino en términos de su eficiencia energética.

El concepto de eficiencia energética puede incluso extenderse a procesos de tipo administrativo, tales como la facturación de los consumos. En este caso se habla de la eficiencia organizativa y se define como la proporción de la energía entregada a los usuarios que es facturada. Obsérvese que este valor depende fundamentalmente de las pérdidas no técnicas.

La ecuación porcentual que proporciona la eficiencia de un sistema eléctrico es la siguiente:

$$\text{Eficiencia [\%]} = 100 - \text{Pérdidas [\%]} \quad (2.1)$$

Modelos basados en eficiencias indican que el nivel óptimo de pérdidas es diferente para sistemas con consumos predominantes en alta tensión que para aquellos en que la energía debe pasar por varios subsistemas antes de llegar al usuario final.

### 2.1.2 BALANCES DE ENERGIA.

Las pérdidas de energía se estiman globalmente a partir de los balances de energía efectuados en cada sistema eléctrico.

Las múltiples transferencias de energía en un período de tiempo tanto internas como externas que existen en todo sistema eléctrico, hace que los balances de energía tomen

mucha importancia en el análisis y estimación de pérdidas. Los balances de energía tienen el propósito de consignar los datos más importantes de la operación del sistema durante el período considerado. Las estadísticas de pérdidas se incluyen generalmente en los balances de energía de cada Empresa Eléctrica. Estos balances incluyen los datos que reflejan las características de generación, compra-venta de energía, facturación, etc. Según el tipo de empresa estos balances incluyen datos que reflejan la actividad de la misma con respecto a la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica. El balance de energía y su análisis debe proporcionar la información suficiente para indicar diferentes aspectos de la forma como se efectuó la operación incluyendo el comportamiento de los principales subsistemas.

La exactitud y detalle son dos aspectos fundamentales que todo balance de energía debe cumplir. El primer aspecto se refiere a que los datos consignados no deben estar afectados por aquellos datos del balance que presentan errores de lectura, procesamiento, etc. Sin embargo, se debe aceptar que la precisión que puedan tener los contadores de energía y todos los aparatos de medida son los que determinan la exactitud o no de un balance de energía. El segundo aspecto se refiere a que la información disponible para la realización del balance de energía debe ser suficiente para responder a las necesidades del reporte, análisis histórico, estadística, control, etc. de cada sistema eléctrico.

Los balances de energía pueden variar significativamente por las razones expuestas anteriormente y por el grado de detalle que cada sistema requiera en virtud de la gran diferencia existente entre sistemas eléctricos.

De esta manera se consigue que las estadísticas de pérdidas no fluctúen en función de las ventas en bloque de energía.

Se puede clasificar a los balances de energía según el detalle en dos tipos: balances globales y balances detallados o por subsistema [22]. El primer tipo de balance es el que se describirá en el presente trabajo.

### 2.1.2.1 GENERALIDADES.

La exactitud y precisión del balance de energía y por consiguiente el valor global de las pérdidas de energía, esta determinado por tres aspectos fundamentales: la precisión de las medidas, la simultaneidad y la periodicidad de las lecturas.

- **Precisión de las medidas de energía:** La exactitud de la medida es determinada directamente por la precisión de los contadores de energía y de los transformadores de corriente y de tensión. Es fundamental que los contadores de energía tengan la precisión requerida en las mediciones realizadas puesto que las mayores cantidades de energía en los sistemas eléctricos son contabilizadas por un pequeño número de medidores.
- **Simultaneidad de las lecturas:** La simultaneidad de las lecturas son logradas generalmente con mecanismos automáticos de lectura tales como terminales remotas. Además, de este mecanismo, existen otros aunque con menor precisión que logran el mismo propósito. Teniendo en cuenta que es imposible lograr simultaneidad en la lectura de contadores con los métodos manuales utilizados actualmente, se debe compensar esta imprecisión aumentando los periodos de tiempo para los balances complementarios que puedan producirse.
- **Periodicidad de las lecturas:** El tipo de balance de energía a ser desarrollado es el que determina la periodicidad de medida de lecturas.

Se puede considerar seis formas por las cuales la energía sale de un sistema mediante las cuales se puede acomodar todo sistema eléctrico, teniendo en cuenta que habrá casos en los cuales el valor de algunos de estos aspectos pueda ser cero:

- Autoconsumos en plantas eléctricas.
- Pérdidas Técnicas.
- Pérdidas no Técnicas.



- Ventas en Bloque.
- Autoconsumos de auxiliares en subestaciones y otros.
- Energía facturada.

### 2.1.2.2 CONSTITUCION DEL BALANCE.

El objetivo de la realización de un balance de energía, es reflejar en forma general la operación del sistema eléctrico en el período considerado. Los puntos en donde se realizan transferencias de energía que entra o sale del sistema son definidos como fronteras del sistema eléctrico, los mismos que se clasifican en los siguientes grupos:

- **Generación:** Es el punto donde se contabiliza el aporte de energía de las unidades del sistema. Puesto que una parte de esta energía es utilizada en autoconsumos de la planta generadora (consumos propios) la misma que no ingresa al sistema eléctrico, el balance requiere de una generación que está dada por:

$$\text{Generación neta planta} = \text{Generación bruta planta} - \text{Autoconsumos planta} \quad (2.2)$$

El balance local de la generación bruta de la totalidad de unidades generadoras de la planta menos los autoconsumos originados por el funcionamiento de la misma, proporcionan la generación neta de la planta. La generación neta de todo el sistema se determina como la suma de la generación neta de todas las plantas del sistema:

$$\text{Generación neta sistema} = \sum_{i=1}^n \text{Generación neta planta } i \quad (2.3)$$

Con el propósito de realizar el balance, la generación neta de entrada al sistema siempre se toma con signo positivo.

La existencia de pérdidas en el proceso de producción en la generación de energía y tratando de reflejar únicamente la eficiencia de la transmisión, transformación y distribución de la energía eléctrica, se considera como generación de entrada al sistema la generación neta proporcionada por las unidades generadoras, restando los autoconsumos en las plantas de generación.

- **Intercambio:** La compra-venta de energía del sistema eléctrico con otros sistemas se la realiza en este punto específico. El intercambio neto del sistema es el producto de restar las ventas efectuadas en cada punto de los ingresos o compras de energía en el mismo lugar. La siguiente ecuación muestra lo anterior, considerando las compras de energía y las ventas como valores absolutos:

$$\text{Intercambio neto sitio} = \text{Compra energía sitio} - \text{Venta energía sitio} \quad (2.4)$$

Si el valor de compras supera al de ventas, el intercambio neto será positivo, caso contrario el intercambio neto será negativo. El valor de ventas será igual a cero, en aquellos sistemas que no tengan generación propia y que dependan de la generación comprada a otros sistemas; para estos casos la ecuación anterior se aplicará a los puntos de compra de energía. El intercambio neto del sistema global se determina mediante la suma de los intercambios netos de todos los sitios de transferencia:

$$\text{Intercambio neto sistem} = \sum_{i=1}^m \text{Intercambio neto sitio } i \quad (2.5)$$

Los sistemas eléctricos se diferencian en cuanto a que algunos generan toda la energía que requieren mientras que otros compran energía adicional para suplir la propia demanda, las que deben en consecuencia adicionarse a la generación neta para tener una estadística de la energía disponible del sistema [22].

- **Ventas en Bloque:** Las ventas en bloque de energía generalmente son las relacionadas con acuerdos comerciales y no reflejan las necesidades de la demanda propia de un sistema. En consecuencia resulta conveniente descontarlas de la energía disponible para calcular la energía demandada por un sistema. Se debe notar que las ventas en bloque tienen por lo general una contabilidad independiente por parte del sistema vendedor y por parte del sistema comprador, existiendo mecanismos para subsanar errores en la medición en caso de presentarse. Estos puntos agrupan los de venta de energía a sistemas distribuidores (ventas en bloque), los de las ventas a grandes y pequeños consumidores, usuarios del servicio eléctrico, alumbrado público y demás servicios comunitarios y en general todos los puntos donde se efectúe entrega o venta de energía eléctrica, incluyendo los puntos de autoconsumos en auxiliares de subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico mismo o de la Empresa Eléctrica que lo administra.

La totalidad de las ventas de un sistema se determinan calculando la suma de todas las ventas realizadas en el sitio: ventas facturadas, recaudadas y en general toda transacción de energía aunque no se realice cobro de las mismas por parte de los respectivos entes administradores de ese sistema.

La siguiente ecuación indica lo anterior, en la cual todas las ventas se deben tomar con signo positivo:

$$\text{Ventas sistema} = \sum_{i=1}^p \text{Ventas por sitio } i \quad (2.6)$$

### 2.1.2.3 BALANCES GLOBALES DE ENERGIA.

Puesto que la frontera alrededor del sistema eléctrico es considerada como cerrada si se toman en cuenta todos los puntos de transacción de energía del sistema se debe cumplir la siguiente ecuación general:

$$\begin{bmatrix} \text{Pérdidas} \\ \text{sistema} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Generación neta} \\ \text{sistema} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{Intercambio neto} \\ \text{sistema} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \text{Ventas} \\ \text{sistema} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Se puede deducir de la ecuación anterior, que la falta de exactitud o errores producidos en cada uno de los términos del miembro derecho, afectan en la determinación y estimación de las pérdidas de energía del sistema eléctrico analizado. El balance global de energía se encuentra sintetizado en la figura 2.1.

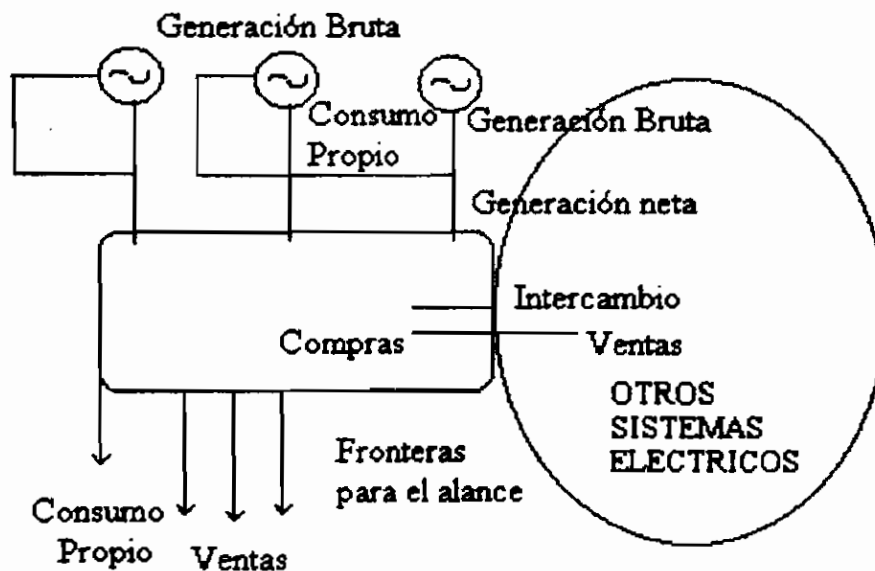


Figura 2.1: Balance global de un sistema eléctrico.

Los balances de energía eléctrica pueden ser calculados para un periodo (mensual, bimensual, etc.), anual y para los últimos doce meses; estos dos últimos son mejores indicadores para propósitos de estudios de comportamientos y tendencias estables de las eficiencias.

#### 2.1.2.4 PORCENTAJE DE PERDIDAS Y NIVELES REFERENCIALES.

Con el propósito de calcular las pérdidas de energía en porcentaje en un sistema eléctrico en particular, se ha encontrado que las Empresas Eléctricas toman como base diferentes denominadores entre los cuales están los siguientes:

- a) La Energía Disponible esto es la Energía Demandada (con o sin incluir el consumo propio en plantas según la empresa) más las ventas de energía en bloque.
- b) La Energía Demandada pero considerando el consumo propio en plantas como parte de la demanda.
- c) La Energía Demandada sin el consumo propio en plantas.

El caso a), no refleja la eficiencia de la red de la Empresa Eléctrica ya que ciertas ventas grandes permiten disminuir el porcentaje de pérdidas con respecto a un sistema similar que no venda energía. La desventaja de este método consiste en que el porcentaje de pérdidas puede fluctuar, lo cual no ocurre con la demanda.

La desventaja de aplicar el caso b), es desfavorecer al sistema con generación térmica en contra de un sistema con generación hidráulica.

En el caso c), se toma como base la Energía Demandada propia del sistema, sin que para ello intervengan la forma de generación de la misma, como tampoco las variaciones de las ventas en bloque.

Se considera que un sistema se encuentra en niveles normalmente aceptables cuando posee un porcentaje de pérdidas globales de energía eléctrica correspondiente al 10%, recomendándose valores cercanos al 7% en el sistema eléctrico completo [2]. No puede existir una meta única para todos los sistemas, sino que por el contrario estas varían según

sus características particulares como los niveles de tensión a los cuales efectúan las ventas de energía.

Los niveles de referencia de porcentaje de pérdidas de energía recomendados por los estudios realizados sobre el tema y que deben ser considerados se presentan en la tabla 2.1 y son los siguientes:

SUBSISTEMA	VALOR DESEABLE	VALOR TOLERABLE
TRANSMISION	1.4	2.1
SUBTRANSMISION	2.0	3.0
DISTRIBUCION	3.2	4.9
TOTAL	6.6	10.0

Tabla 2.1: Niveles de Referencia de Pérdidas de Energía [3][22].

## 2.2 CLASIFICACION DE PERDIDAS EN SISTEMAS ELECTRICOS.

Las pérdidas en sistemas eléctricos se dividen en dos grandes grupos:

- Pérdidas Técnicas.
- Pérdidas no Técnicas o de comercialización.

La relación entre los dos tipos de pérdidas mencionadas se presenta esquemáticamente en la figura 2.2.

Cabe señalar que la clasificación que se establece hace referencia a las pérdidas de energía únicamente. Las pérdidas de potencia, que son las pérdidas que la Empresa Eléctrica debe alimentar instantáneamente y que se tienen en cuenta en el despacho de las unidades de

generación de un sistema, se refieren exclusivamente a las pérdidas técnicas ya que las pérdidas no técnicas de potencia se incluyen en la carga que alimenta la Empresa Eléctrica.

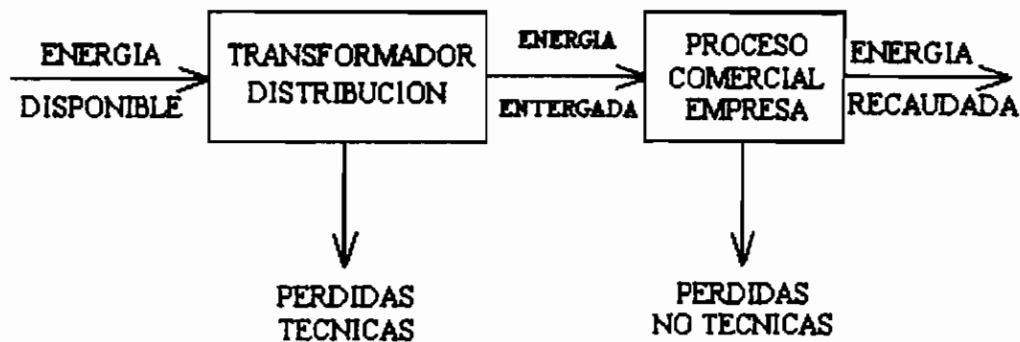


Figura 2.2: Relación de Pérdidas Técnicas y No Técnicas.

El conjunto de pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina pérdidas técnicas, es decir, son el reflejo del estado de las características físicas de un sistema, las cuales son a su vez consecuencia de los criterios de planeamiento y diseño empleados en el pasado y de las condiciones operativas utilizadas en el período analizado. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica.

Las pérdidas no Técnicas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Estas pérdidas son el reflejo de la efectividad de los sistemas de facturación, de la precisión de los equipos de medición empleados, de las dificultades de las Empresas Eléctricas para cobrar por el servicio prestado, del nivel de las tarifas, de la calidad del servicio, en fin, se podría decir, del grado de desarrollo de un país.

Las pérdidas Técnicas se deben a las condiciones propias del manejo y conducción de la energía. Estas pérdidas se pueden clasificar según su tipo o función del componente y según la causa que las origina.

---

Las pérdidas técnicas según el tipo corresponden a las siguientes:

- **Pérdidas por transporte.**
  - En Líneas de Transmisión.
  - En líneas de subtransmisión.
  - En circuitos de distribución primaria.
  - En circuitos de distribución secundaria.
  
- **Pérdidas por transformación.**
  - En transmisión/subtransmisión.
  - En subtransmisión/distribución.
  - En transformadores de distribución.

Las pérdidas técnicas según la causa que las origina se agrupan de la siguiente manera:

- **Pérdidas por efecto corona.**
- **Pérdidas por efecto Joule.**
- **Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.**

Las pérdidas por efecto corona, por histéresis y por corrientes parásitas corresponden a pérdidas fijas, es decir son independientes de las variaciones de la carga. Esta clase de pérdidas (fijas) se presentan en el sistema por el solo hecho de energizar la línea o el transformador en el cual se producen. Este tipo de pérdidas se producirá en el sistema aunque la carga conectada a ellas fuera igual a cero y su variación en mayor o menor grado sólo depende en segundo orden de la demanda. Las pérdidas por efecto Joules corresponden a pérdidas variables, puesto que dependen de la demanda. Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar en su totalidad como pérdidas variables con la demanda. En la tabla 2.2 se resume la clasificación de pérdidas técnicas propuesto:



		POR TIPO	POR CAUSA
PERDIDAS	Transporte	Transmisión	Corona
		Subtransmisión	
TECNICAS	Transformación	C. Primarios	Joule
		C. Secundarios	Parásitas
		Transmisión/Subtransmisión	e
		Subtransmisión/Distribución	Histéresis
		Transf. Distribución	

Tabla 2.2: Clasificación de Pérdidas Técnicas.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios. Entre los más convenientes se encuentran las siguientes: Según la causa que las produce y según su relación con las actividades administrativas de la Empresa Eléctrica [22]. La siguiente clasificación corresponde a una relación uno a uno con la causa que las producen:

- Consumo de usuario no suscriptores o contrabando.
- Error de medición en contadores.
- Error en consumo estimado.
- Fraude (de suscriptores).
- Error en consumo propio de las Empresas Eléctricas (excluyendo consumo propio en plantas).

La falta de eficiencia por parte de las Empresas Eléctricas en estos procesos administrativos, hacen que el nivel de pérdidas tanto de potencia como de energía sea elevado reflejándose este hecho en el tipo de organización existente, en los recursos empleados y en el esfuerzo realizado al propósito de reducción de pérdidas.

Los niveles ideales de pérdidas se puede alcanzar como resultado de un cuidadoso control de pérdidas, el cual a su vez debe estar contemplado como parte integral del proceso general de planeamiento.

## 2.3 PERDIDAS TECNICAS.

Las pérdidas técnicas de un sistema son el conjunto de pérdidas eléctricas debidas a fenómenos físicos (pérdidas por disipación calorífica en conductores y núcleos de transformadores y por otras causas físicas), las mismas que son inevitables puesto que se producen en todo instante por consecuencia de las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. La energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, es considerada como pérdidas técnicas. Las pérdidas técnicas del sistema son el producto de las condiciones propias del manejo y conducción de la energía eléctrica. Por esta razón la determinación de éste tipo de pérdidas debe ser uno de los objetivos primordiales de cualquier programa de reducción de pérdidas.

La estimación de pérdidas de energía, se la realiza mediante la utilización de metodologías de evaluación de pérdidas de potencia, ya sea mediante un proceso de integración de las pérdidas de potencia en un periodo de tiempo o mediante la utilización de ciertos factores que representan el comportamiento del sistema (factor de carga, factor de pérdidas).

Se consideran pérdidas de potencia las que están asociadas con las pérdidas técnicas y sus índices son significativamente mayores que los de energía. Su cálculo normalmente se realiza mediante estudios de pérdidas de los sistemas eléctricos.

Para el mejor desarrollo del presente capítulo, se determinó la siguiente clasificación:

- a) **Pérdidas asociadas con la variación de la demanda:** Son las denominadas pérdidas en carga. Son aquellas pérdidas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto Joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente.

$$P_L = I^2 R \quad (2.8)$$

Donde:

- $P_L$  : Pérdidas en el elemento del sistema (W).  
 $I$  : Corriente que circula por el elemento (A).  
 $R$  : Resistencia del elemento ( $\Omega$ ).

- b) **Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema:** Se las denomina pérdidas en vacío. Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la tensión, más no de la variación de la demanda. Se presenta en los transformadores y máquinas eléctricas. Se producen debido a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación, adicionalmente se incluyen en esta clase de pérdidas las producidas por el efecto corona.

Se considera las pérdidas de vacío como un valor constante puesto que los sistemas eléctricos funcionan con pequeñas fluctuaciones de voltaje.

Las pérdidas de vacío se calculan mediante la siguiente ecuación:

$$P_L^{jv} = P_L^{iv} (V^j / V^i)^2 \quad (2.9)$$

donde:

- $P_L^{iv}$  : Pérdidas en vacío (W) a un valor de tensión  $V^i$  (V).  
 $V^j$  : Valor de tensión al cual se conoce las pérdidas (V).  
 $V^i$  : Valor de tensión al cual se desea conocer las pérdidas (V).

Por todo lo anterior se puede deducir, que las pérdidas técnicas representan una verdadera pérdida de energía desde el punto de vista físico; es energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducirlas representa un beneficio para la Empresa Eléctrica y para la economía en general.

Como se mencionó anteriormente, para tener una mejor visión del sistema eléctrico, es necesario realizar una división del mismo.

### 2.3.1 DIVISION DEL SISTEMA.

Con el propósito de caracterizar cada una de las partes de un sistema eléctrico y de obtener información más detallada de pérdidas, entre otros resultados, es necesario realizar una subdivisión del sistema global. Un subsistema eléctrico, es una parte del sistema eléctrico completamente identificado en cuanto a sus fronteras con otros subsistemas y que cuenta con mediciones de energía en todas las fronteras. Los sistemas eléctricos operan como un todo, pero dada la cantidad de elementos que lo forman y la magnitud de los cálculos necesarios para el análisis en el caso de pérdidas técnicas, es conveniente dividir el sistema eléctrico global en varios subsistemas o categorías para lograr simplificaciones en su manipulación. La complejidad del sistema y la información disponible determinarán el número de subsistemas a crearse. Generalmente la división se la realiza tomando en consideración los niveles de tensión encontrados en el sistema global. Normalmente este tipo de sistemas eléctricos es dividido de la siguiente manera[22]:

- Subsistema de generación.
- Subsistema de transmisión.
- Subsistema de subtransmisión.
- Subsistema de distribución primaria.
- Subsistema de distribución secundaria.

Las características principales de los sistemas de transmisión son las siguientes: Poseer corrientes relativamente pequeñas, ser la parte del sistema donde se presentan pérdidas por efecto corona, estudiarse en forma periódica, tener suficientes aparatos de medida, disponer de centros de control muchas veces dotados de mediciones en tiempo real y disponer de una adecuada información acerca de los equipos que lo componen, incluyendo líneas y transformadores de potencia.

Los subsistemas de generación, en parte los subsistemas de subtransmisión y los subsistemas de transmisión tienen en común las últimas tres características, lo cual hace que su estudio de pérdidas sea relativamente sencillo.

La falta de instrumentación necesaria para obtener información base, hace que la estimación de las pérdidas en los subsistemas primarios de distribución sea complicada. La aplicación de herramientas computacionales para el cálculo de las pérdidas técnicas modelando la red, proporciona una aproximación que no siempre revela la situación real, especialmente en lo que respecta al sistema de distribución.

Los subsistemas secundarios de distribución es la parte del sistema más compleja de analizar por las siguientes razones: Existe falta de instrumentos de medida y por lo tanto carencia de información y la gran diversidad tanto en el consumo como en la instalación de cada usuario.

### 2.3.2 CONSIDERACIONES BASICAS PARA LA ESTIMACION DE PEDIDAS.

La evaluación de pérdidas de energía durante un período de tiempo requiere la utilización de lecturas de energía suministrada y de la energía que ha sido facturada a los usuarios, así:

$$\text{Pérdidas de energía} = \text{Energía suministrada} - \text{Energía facturada} \quad (2.10)$$

Esta metodología tiene asociadas dos fuentes de error:

- La diferencia entre la energía suministrada y la energía facturada incluye la energía utilizada por los usuarios pero no pagada como puede ser: Robo, lecturas erradas, aparatos descalibrados, etc.; es decir, incluye tanto pérdidas técnicas como pérdidas no técnicas.
- Las lecturas de los aparatos de medida realizadas en los diversos puntos del sistema no se hacen simultáneamente, presentándose desfases de tiempo entre ellas de 1 o 2 meses, dependiendo de la periodicidad con que se efectúen.

La localización de ocurrencia de pérdidas para poder tomar medidas correctivas, es difícil, a pesar de que todos los resultados sean aceptables, ya que en este caso la información disponible al respecto es mínima.

Los inconvenientes anteriores son descartados cuando la estimación de pérdidas de energía se realiza estimando primero las pérdidas de potencia para una o varias condiciones de demanda del sistema y luego se determinan las pérdidas de energía sobre la base de los resultados anteriores.

### 2.3.2.1 ESTIMACION DE PERDIDAS DE POTENCIA.

Para la estimación de las pérdidas de energía se requiere conocer previamente la información de la evaluación de las pérdidas de potencia, en uno o en varios puntos de operación del sistema eléctrico, para lo cual se puede utilizar herramientas computacionales como son los flujos de carga, de cuyo resultado se obtienen los valores de tensión (magnitud y ángulo) en todos los puntos del sistema, y con estos datos se estima el valor de las pérdidas de potencia, de acuerdo con cualquiera de las dos metodologías siguientes:

- Calcular las corrientes que circulan por los diferentes elementos mediante la ecuación:

$$I_k = \frac{V_i - V_j}{Z_k} \quad (2.11)$$

donde:

$I_k$  : Corriente que circula por el elemento (k) conectado entre los puntos i – j.

$Z_k$  : Impedancia del elemento k,  $Z_k = R_k + j X_k$ .

- Conocidas las corrientes por los diferentes elementos  $I_k$ , se calcula las pérdidas  $P_{Lk}$ :

$$P_{Lk} = R_k I_k^2 \quad (2.12)$$

donde:

$P_{Lk}$  : Pérdidas (W) en el elemento k.

- Las pérdidas totales del sistema se encuentran sumando las pérdidas en cada elemento y adicionándoles las pérdidas que son independientes de la demanda (pérdidas en vacío de los elementos, efecto corona), Estas pérdidas en vacío se pueden representar en forma independiente o como parte de los modelos utilizados en la solución del problema.

$$P_L = \sum_{k=1}^{N_e} P_{Lk} + P_L^v \quad (2.13)$$

donde:

$N_e$  : Número de elementos.

$P_L^v$  : Pérdidas independientes de la demanda (W).

Otra forma de evaluar las pérdidas de potencia del sistema es calculando la potencia activa suministrada por el sistema:

$$P_L = P_s - \left( \sum_{k=1}^M P_{Dk} + P_L^v \right) \quad (2.14)$$

donde:

$P_s$  : Potencia activa suministrada por el sistema (W).

$P_{Dk}$  : Demanda en el punto k (W).

$M$  : Número de puntos de demanda.

### 2.3.2.2 ESTIMACION DE PERDIDAS DE ENERGIA.

Los valores estimados de las pérdidas de potencia, permiten determinar el valor de las pérdidas de energía. Si se conoce en cada momento el valor de la demanda en los

diferentes puntos del sistema se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas utilizando por ejemplo un flujo de carga. Una vez conocidos los valores de las pérdidas de potencia en cada instante, se puede calcular el valor de las pérdidas totales de energía, mediante la siguiente ecuación [22]:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (2.15)$$

donde:

- L : Pérdidas de energía (Wh).
- $P_{Lk}$  : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (W).
- N : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.
- $\Delta T_k$  : Intervalo de tiempo (H).

Este método de evaluación de las pérdidas de energía del sistema puede ser considerado como ideal, sin embargo, presenta los siguientes inconvenientes: Se debe disponer de mediciones en todos los puntos del sistema, las mediciones se deben realizar durante todo el tiempo de estudio y simultáneamente.

Todo lo mencionado anteriormente produce, por lo general, costos muy elevados por la necesidad de equipo de medición y tiempo requerido en la recolección de la información. Es por esta razón que se recurre a metodologías que utilizan modelos estadísticos que permiten evaluar las pérdidas en la demanda máxima o para diferentes condiciones de operación del sistema, y mediante la utilización de una serie de factores se estima el valor de pérdidas de energía durante el período de estudio, pudiéndose citar los dos modelos siguientes:

- **Factor de Pérdidas:** Las pérdidas de potencia presentes en el instante de la demanda máxima, son utilizadas en la estimación de las pérdidas de energía, así:

$$L = F_L P_L^p T \quad (2.16)$$



donde:

$F_L$  : Factor de pérdidas del sistema.

$P^p_L$  : Pérdidas de potencia presentes en la condición de demanda máxima(W).

T : Intervalo de tiempo considerado.

La obtención del factor de pérdidas depende de cada sistema en particular. En primera aproximación su valor se puede estimar a partir del factor de carga. Se puede demostrar que el factor de pérdidas está acotado por los siguientes valores:

$$F^2_c < F_L < F_c$$

donde:

$F_c$  : Factor de carga del sistema.

$F_L$  : Factor de pérdidas del sistema.

Una relación empírica entre el factor de pérdidas y el factor de carga (desarrollada por Bullery Woodrow) es:

$$F_L = X F_c + (1 - X) F^2_c \quad (2.17)$$

donde la variable  $X \leq 1$  y depende de las características de cada sistema [22].

- **Flujos de Potencia:** Los estudios de flujo de potencia para encontrar el valor de las pérdidas de potencia, se pueden realizar en diferentes condiciones de carga del sistema (demanda máxima, mínima, niveles intermedios en los que se varían los niveles de generación o intercambio).

Las pérdidas en vacío de los transformadores y las producidas por el efecto corona pueden ser determinadas de manera separada y consideradas constantes durante cada intervalo de tiempo.

### 2.3.2.3 INFORMACION REQUERIDA.

La información requerida para la realización de un estudio de pérdidas en un sistema eléctrico está relacionada con:

a) **Características Técnicas (Configuración del sistema):**

- Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, en el cual se especifique voltajes, número de barra, nombre de subestaciones, etc. [10].
- Longitud de conductores.
- Clase de conductores.
- Características de los conductores.
- Configuración geométrica de las estructuras.
- Fases por circuito.
- Rutas de los circuitos.
- Ubicación de los transformadores.
- Ubicación de generadores.
- Características eléctricas de transformadores [12].
- Ubicación de otros equipos.

b) **Información de la carga y generación:**

- Factor de carga.
- Demanda de potencia activa y reactiva (en condiciones de demanda máxima, demanda media y demanda mínima) por subestación (barraje).
- Generación de energía y ventas (MWh) del sistema de acuerdo con el tipo de usuario.
- Generación de potencia activa y reactiva (MW), por planta, de las centrales eléctricas, en condiciones de demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

## 2.4 PERDIDAS NO TECNICAS (NEGRAS):

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía para una economía. En efecto, esta energía es utilizada por cierto usuario, suscriptor o no, de la Empresa Eléctrica encargada de la distribución de energía, la misma que recibe parte o ninguna retribución por la prestación del servicio. Como se dijo anteriormente, este tipo de pérdidas son determinadas mediante la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo sistema eléctrico.

A las pérdidas no técnicas es poco común encontrarlas en los sistemas de generación y transmisión por su naturaleza misma, por esta razón el análisis de estas pérdidas casi en su totalidad se centra únicamente al sistema de distribución.

En todo proceso de producción, transporte y venta de energía eléctrica, no es posible entregar a los abonados toda la energía que se tiene disponible. Esto se debe a las pérdidas técnicas que se presentan inevitablemente en el sistema eléctrico.

De la energía suministrada a los usuarios, la Empresa Eléctrica debe llevar registros precisos, con el objetivo de facturar a los consumidores la energía que han comprado. Sin embargo, por diversas razones, se presentan inexactitudes en el registro de las compras realizadas, lo que se traduce en pérdidas para la Empresa Eléctrica.

Por otro lado, es difícil que la Empresa Eléctrica logre facturar el pago de toda la energía que fue registrada. La diferencia entre la energía que fue entregada a los usuarios y la energía por la cual la Empresa Eléctrica logra facturar su pago se denomina *Pérdidas No Técnicas*. La relación entre la energía suministrada a los usuarios y la energía recaudada constituye la *eficiencia no técnica o administrativa*.

La capacidad de una Empresa Eléctrica para mantener las pérdidas dentro de niveles aceptables es un indicativo del éxito comercial y financiero de la misma. Por lo descrito anteriormente se deduce que las pérdidas no técnicas, representan energía que es utilizada

para algún fin, pero por la cual la Empresa Eléctrica no recibe ningún pago por el servicio prestado. Macroeconómicamente, esto no representa una pérdida real; sin embargo, para la comercialización y finanzas de la Empresa Eléctrica conlleva una carga real la que tiene que ser transferida a los clientes que sí pagan por el servicio de energía eléctrica.

#### 2.4.1 CLASIFICACION.

Con el fin de proporcionar una idea clara de la relación entre las pérdidas no técnicas y la organización administrativa de la Empresa Eléctrica y además, aclarar el significado de estas pérdidas y establecer relaciones entre causas de las mismas, se presenta la siguiente clasificación:

- Por la causa que las produce.
- Por su relación con las actividades administrativas de la Empresa Eléctrica.

Por la causa que las produce las pérdidas no técnicas se clasifican en:

- **Consumo de usuario no suscriptores o contrabando:** Son todas aquellas conexiones no autorizadas por la Empresa Eléctrica, cuyo objetivo es extraer el fluido eléctrico de la red; evadiendo con ésto el pago obligado por parte de las personas o entidades beneficiadas con dicha sustracción. En este grupo se incluyen también aquellos usuarios que habiendo tenido un contrato con las Empresas Eléctricas distribuidoras son desconectados de la red y se vuelven a conectar a ésta sin autorización. Este tipo de suscriptores generalmente son más frecuentes en los estratos bajos del sector residencial, pudiendo presentarse también en otros sectores. Este rubro es el que generalmente presenta mayor peso en la totalidad de pérdidas no técnicas.
- **Error de medición en contadores:** El error de la contabilidad en los aparatos de medición, es producto de la influencia de agentes externos tales como: humedad, polvo, etc.; además, el envejecimiento progresivo y en ciertas ocasiones la baja calidad

o inapropiada aplicación. En definitiva comprende todos los errores de medición de contadores, lectura y facturación de usuarios excluyendo los casos de adulteración de los equipos de medida. En estas pérdidas se incluyen las debidas a la no-simultaneidad de la medición de los contadores.

- **Error en consumo estimado:** Son aquellos usuarios que son facturados por una estimación de su consumo, existiendo algunos casos tales como: Actividades periódicas como la construcción, legalización del servicio de usuarios que están consumiendo energía de contrabando, pero desean legalizar su situación, barrios marginados en donde no es posible facturar la energía de manera convencional.
- **Fraude (de suscriptores):** Corresponde a todos los casos de alteración del funcionamiento de los equipos de medición por parte del usuario, reduciendo los registros de consumo induciendo error en la lectura que hace la Empresa Eléctrica. En el fraude también se incluye aquellos usuarios que toman directamente la energía.
- **Error en consumo propio de las Empresas Eléctricas (excluyendo consumo propio en plantas):** Corresponde a toda la energía tomada del sistema y utilizada en oficinas, subestaciones, talleres, alumbrado público, etc. de la Empresa Eléctrica, pero que no es contabilizada debidamente. Su contabilización crea un auto control para el mejor uso de la energía.

Por su relación con las actividades administrativas de la Empresa Eléctrica, las pérdidas técnicas se clasifican:

- Por registro o medición deficientes del consumo:
- Por facturación incorrecta a los usuarios:

La falta de eficiencia en las Empresas Eléctricas en estos dos aspectos administrativos es la causa fundamental para que las pérdidas presenten valores fuera de los niveles aceptables

que además, son el fiel reflejo de la organización, recursos y esfuerzo por parte de las Empresas distribuidoras de energía [24].

## **CAPITULO III**

### **PÉRDIDAS EN GENERACIÓN.**

#### **3.1 FUNDAMENTO TEORICO.**

##### **3.1.1 PRELIMINARES.**

Un generador, es el que transforma energía mecánica en energía eléctrica, es decir es el dispositivo que proporciona energía eléctrica a un sistema.

Las pérdidas de potencia en el subsistema de generación se producen por las corrientes de carga (efecto Joule o pérdidas en el cobre) en los devanados de los generadores y los transformadores y por sus corrientes de excitación (pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío).

Los diferentes métodos de generación de un sistema eléctrico utilizan procesos de transformación de energía destinados a impulsar un motor primario para el generador eléctrico. En estos procesos ocurren diferentes clases de pérdidas originadas en el diseño, eficiencia y operación de las máquinas, equipos o ciclos empleados. A lo largo de dichos

procesos se producen varios tipos de pérdidas dependiendo del tipo de central (térmica o hidráulica). En el presente capítulo se tratará únicamente las pérdidas eléctricas (pérdidas técnicas) presentes en el generador, las mismas que dependen básicamente del diseño de las máquinas y no se consideran controlables operativamente.

### 3.1.2 LA MAQUINA SINCRONICA.

Desde el punto de vista del comportamiento de un generador sincrónico en un sistema eléctrico de potencia, se pueden identificar las siguientes variables:

Variables de control: Corriente de excitación y Torque motriz.

Variables de salida: Potencia real, Potencia reactiva, Tensión y Frecuencia.

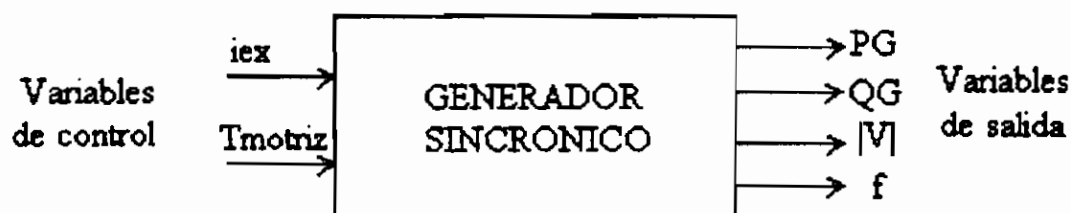


Figura 3.1: Variables del Generador Síncrono.

En general, al variar cualquiera de los parámetros de control del generador, varían los cuatro parámetros de salida.

Si la máquina está conectada a un gran sistema (barra infinita), entonces se puede considerar que:

El módulo de la tensión,  $|V|$  está fijado por el sistema y es independiente de la corriente de excitación,  $i_{ex}$ , y la frecuencia,  $f$  está fijada por el sistema y es independiente del torque motriz,  $T_m$ .



En estas condiciones, las variables de salida se reducen a dos,  $P_G$  y  $Q_G$ . La corriente de excitación influirá sustancialmente en  $Q_G$  y un cambio en el torque motriz afectará básicamente en  $P_G$ ; es decir, existe un acoplamiento directo entre  $i_{ex}$  y  $Q_G$ ; entre  $T_m$  y  $P_G$  y un acoplamiento débil entre  $T_m$  y  $Q_G$ .

Si la máquina alimenta una carga individual, la situación es diferente. Suponiendo por simplicidad que la carga es del tipo impedancia estática, y aumentando el torque  $T_m$ , la secuencia de modificaciones es la siguiente:

$$\begin{array}{lll} T_m \rightarrow \text{aumenta } n \text{ (rpm)} \rightarrow \text{varía } f & & P_G \text{ y } Q_G \\ & & \rightarrow \text{varía } |V| \quad \text{varian} \end{array}$$

#### a) Parámetros:

##### *Parámetros de régimen permanente:*

Rotor cilíndrico-----Impedancia sincrónica:  $Z_s = R_s + j X_s$

Rotor de polos salientes-----Reactancia de eje directo:  $X_d$

Reactancia de eje en cuadratura:  $X_q$

Donde:  $X_d \gg X_q$

##### *Parámetros de régimen transitorio:*

Reactancia transitoria de eje directo - $X_d'$	sin enrollados
Constante transitoria de tiempo, eje directo - $T_d'$	amortiguadores
Reactancia subtransitoria de eje directo - $X_d''$	con enrollados
Constante subtransitoria de tiempo, eje directo - $T_d''$	amortiguadores

b) Modelos de Representación: (Circuitos equivalentes)

*Régimen Permanente:*

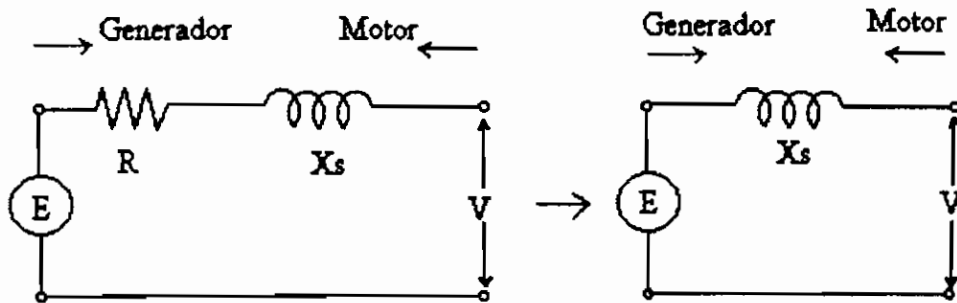


Figura 3.2: Circuito equivalente para una maquina de rotor cilíndrico.

En el caso de una máquina de polos salientes,  $X_s$  se reemplaza por  $X_d$  en algunos estudios. Este tipo de circuitos equivalentes son utilizadas para representar a la máquina en flujos de potencia.

*Régimen Transitorio:*

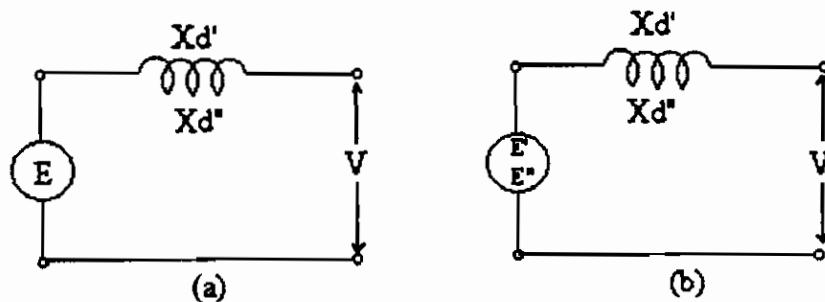


Figura 3.3: Circuito equivalente para una maquina de rotor cilíndrico [25].

El modelo a emplear depende del tipo de estudio que se desea realizar, por ejemplo el modelo indicado en la fig. 3.3 (a) se puede emplear en estudios de cortocircuitos cuando el

generador se encuentra sin carga antes de la falla, en cambio el correspondiente a la fig. 3.3 (b) se utiliza cuando el generador estaba suministrando energía antes de la falla.

**c) Ecuaciones de Potencia:**

Generador de Polos Cilíndricos:

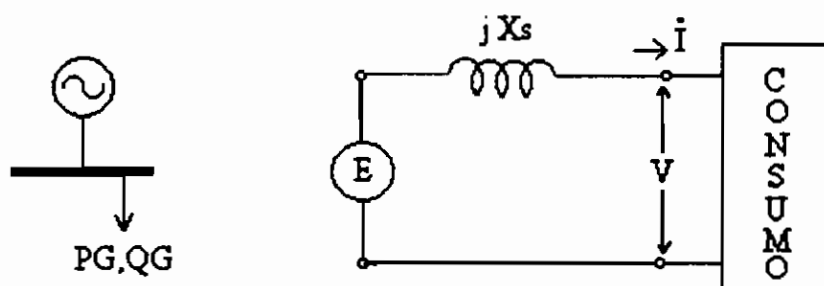


Figura 3.4: Generador de Polos Cilíndricos.

Considerese un generador de polos cilíndricos suministrando potencia a un consumo directamente.

El diagrama fasorial correspondiente será:

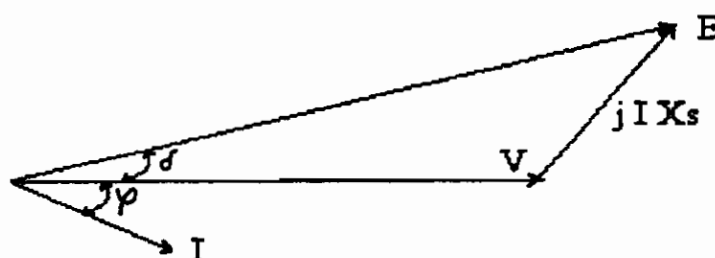


Figura 3.5: Diagrama fasorial. Generador de polos cilíndricos.

Llamando  $S_G$ , la potencia compleja aparente suministrada por el generador a la carga, se tendrá:

$$S_G = P_G + jQ_G = V I^* \quad (3.1)$$

$$S_G = \frac{E V}{X_s} \operatorname{sen} \delta + j \left( \frac{E V}{X_s} \cos \delta - \frac{V^2}{X_s} \right) \quad (3.2)$$

$$P_G = \frac{E V}{X_s} \operatorname{sen} \delta \quad (3.3)$$

$$Q_G = \frac{E V}{X_s} \cos \delta - \frac{V^2}{X_s} \quad (3.4)$$

donde:

$P_G$  : Potencia Activa

$Q_G$  : Potencia Reactiva:

### Generador de Polos Salientes:

El diagrama fasorial de un generador de polos salientes se indica en la figura:

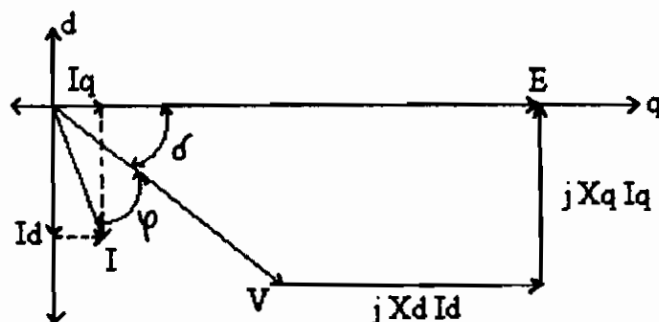


Figura 3.6: Diagrama fasorial. Generador de polos salientes.

Potencia Activa:

$$P_G = \frac{E V}{X_d} \sin \delta + \left( \frac{X_d - X_q}{2 X_d X_q} \right) V^2 \sin 2\delta \quad (3.5)$$

### 3.1.3 CLASIFICACION Y ANALISIS DE PERDIDAS ELECTRICAS Y RENDIMIENTO.

Las pérdidas de potencia que se presentan en el generador sincrónico se pueden considerar como función de la tensión, de la potencia generada tanto activa como reactiva y de la resistencia de los conductores como se indica en las figuras 3.7 y 3.8. Así:

$$P_L = I^2 R \quad (3.6)$$

$$I = \frac{P_G - jQ_G}{V_G^*} \quad (3.7)$$

donde:

- $P_L$  : Pérdidas de potencia (W).
- $P_G$  : Potencia activa generada (W).
- $Q_G$  : Potencia reactiva generada (VAR).
- $R$  : Resistencia del generador ( $\Omega$ ).
- $*$  : Valor conjugado.

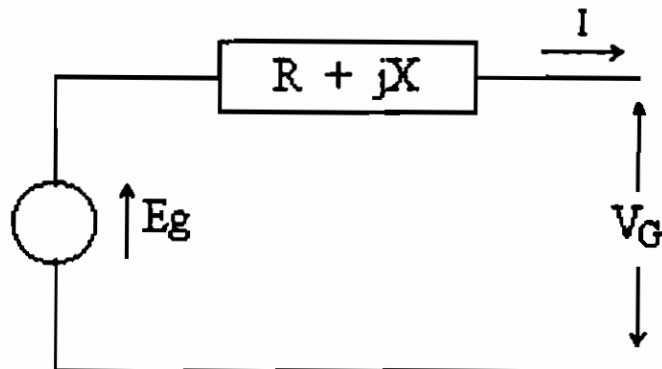


Figura 3.7: Modelo eléctrico del generador.

En todos los casos el valor de las pérdidas se da por fase, razón por la cual para calcular las pérdidas totales habrá que multiplicar por el número de fases del sistema.

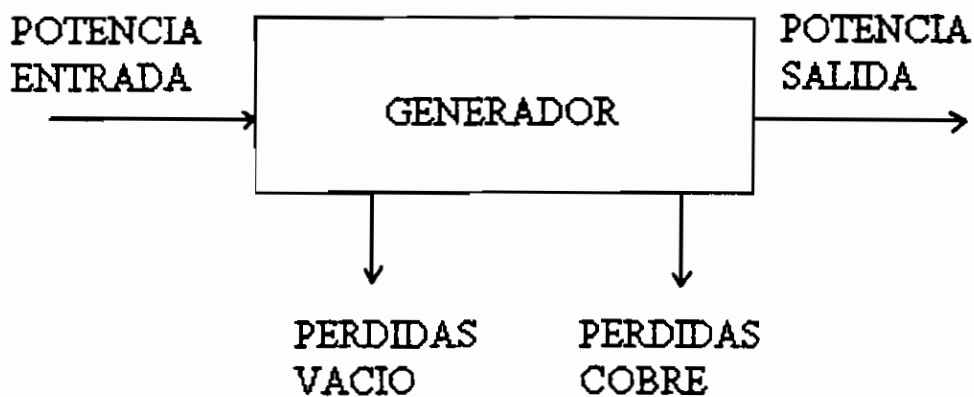


Figura 3.8: Relaciones de potencia en un generador.

Las pérdidas en una máquina síncrona muestran una clara tendencia a variar con los kilovoltampéres y el número de polos, como se indica en la figura 3.9, la misma que indica los valores a que tienden los rendimientos de las máquinas síncronas de 60 Hz. con f.p.

de 80% (según catálogos de fabricas importantes). Esto se debe a que el voltaje inducido aumenta con la velocidad periférica, mientras que las pérdidas  $RI^2$  permanecen relativamente constantes. Con tensiones, pares, o relaciones de corto circuito superiores a lo normal, los rendimientos sufren reducciones. Los rendimientos de máquinas de poca velocidad se dan generalmente sin el rozamiento ni ventilación, y pueden ser mayores que los que indican las curvas de la figura 3.9.

Aunque el *rendimiento*  $\eta$  de cualquier máquina es la relación de su potencia de salida a la de su entrada, resulta mucho más conveniente expresarlo en la forma [20][18]:

$$\eta = \frac{\text{potencia de salida}}{\text{potencia de salida} + \text{pérdidas}} \quad (3.8)$$

Cuando se trata de grandes generadores resulta completamente impracticable la determinación de su rendimiento mediante la medida directa de su potencia de entrada y salida a causa del costo de tal clase de ensayo, aun en el caso de que todas las circunstancias fuesen favorables, ya que, incluso, entonces la potencia mecánica de entrada no puede medirse sin gran dificultad. Por otra parte, la mayoría de las pérdidas pueden calcularse o medirse, si bien a algunas de ellas que no pueden calcularse ni medirse con facilidad se les asignan valores convencionales basados en la experiencia. Así, pues, el rendimiento calculado sobre la base de pérdidas convencionales, se designa como *rendimiento convencional*.

Periódicamente se han efectuado pruebas por el método de la *potencia útil-potencia absorbida*, por el del ángulo variable de acoplamiento y por el método calorimétrico para comparar los rendimientos convencionales anteriores con el rendimiento verdadero. Todas estas pruebas han dado diferencias mínimas.

Las pérdidas imputables directamente a un generador síncrono comprenden:

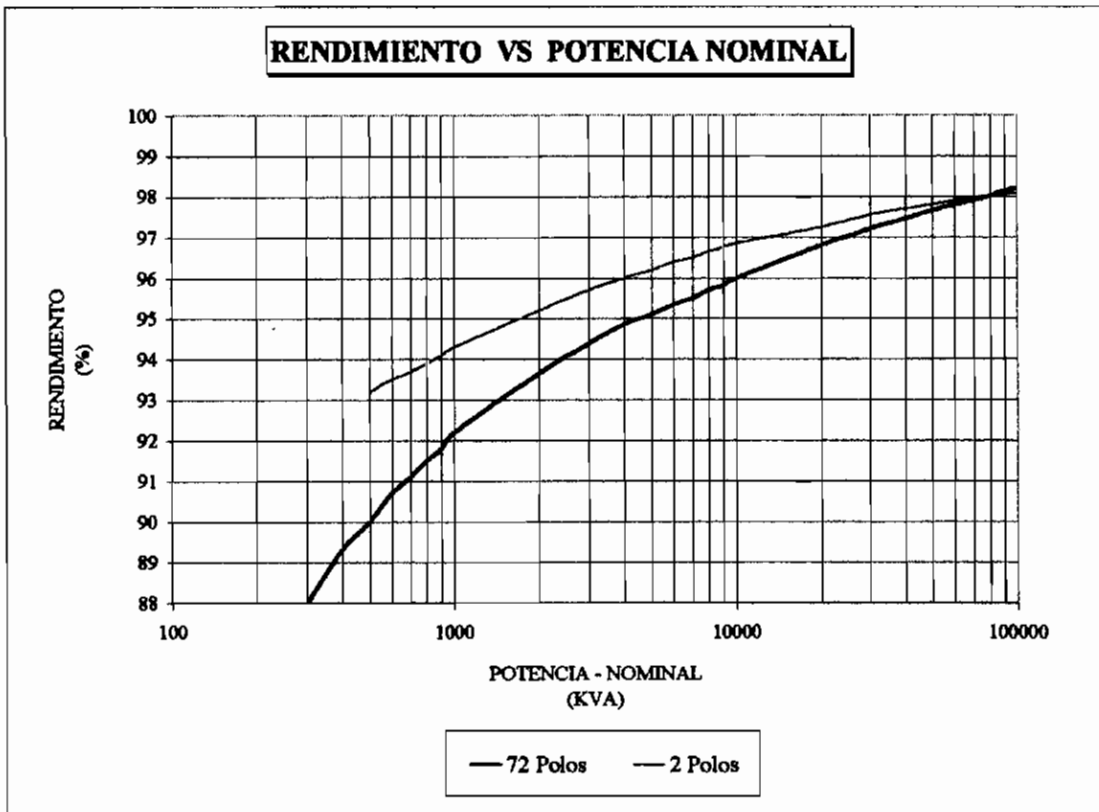


Figura 3.9: Valores a que tienden los rendimientos de las máquinas sincrónicas de 60 Hz con f.p. de 80% [18].

1. Las pérdidas  $I^2R$ : (a), en el devanado del inducido; (b), en el arrollamiento de excitación; (c), en el contacto entre escobillas y anillos deslizantes.
2. Las pérdidas en el núcleo (pérdidas en el hierro).
3. Las pérdidas debidas a las resistencias pasivas, incluyendo las pérdidas debidas a la circulación del aire refrigerador en un sistema cerrado de ventilación, así como las pérdidas por rozamiento de las escobillas con los anillos de contacto.



4. Las pérdidas por cargas parásitas producidas por corrientes parásitas en los conductores del inducido, así como por las pérdidas adicionales en el núcleo debidas a la distorsión del campo magnético en condiciones de carga.

Cuando se trata de grandes máquinas, existen ciertas pérdidas adicionales asociadas a su funcionamiento, tales como: (1), las pérdidas en el reóstato regulador del campo y (2), las pérdidas en los conductos de ventilación exteriores de la propia máquina, como cuando dos o más máquinas son alimentadas con aire refrigerador procedente de un sistema de ventilación común. Estas pérdidas se consideran imputables al conjunto de la instalación y no a las máquinas individualmente.

Las pérdidas ( $I^2R$ ) en el cobre de los devanados de inducido y de excitación, se calculan utilizando los valores de c.c. de la resistencia corregidos para la temperatura de trabajo de  $75^{\circ}\text{C}$ .

Las pérdidas en el núcleo, incluyendo las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas, son las correspondientes al flujo principal a frecuencia de régimen cuando la máquina desarrolla una tensión a circuito abierto (en vacío) por fase igual a la suma vectorial de su tensión nominal por fase y la caída óhmica por fase. El valor de pérdidas en el hierro que se usa en el cálculo del rendimiento es el que corresponde a la tensión nominal en los bornes. Las pérdidas en el hierro se dividen generalmente en tres partes: pérdidas en los dientes, pérdidas en el núcleo y pérdidas en las expansiones polares.

Las pérdidas por cargas parásitas por fase, sumadas a las pérdidas (a  $75^{\circ}\text{C}$ ) en el cobre del inducido por fase y dividiendo la suma por el cuadrado de la corriente, da el valor eficaz de la resistencia del inducido.

Las pérdidas por contacto de las escobillas de las máquinas sincrónicas suelen ser lo suficientemente pequeñas para poder despreciarlas sin peligro, pero si hay que tenerlas en cuenta, la Standards AIEE especifica que pueden calcularse suponiendo una caída de: (a), 1 voltio por anillos colector si se emplean escobillas de carbón o de grafito con cables de

conexión o (b), 1 ½ voltios sin cables de conexión o (c), ¼ de voltio si se utiliza escobillas de metal-grafito.

Las pérdidas por ventilación y rozamiento se miden haciendo girar a la máquina en vacío sin excitación. Las pérdidas por ventilación varían muy aproximadamente como el cubo de la velocidad, y las pérdidas por rozamiento en los cojinetes varían aproximadamente como la potencia  $3/2$  de la velocidad. El rozamiento de los cojinetes puede calcularse teóricamente, pero en la práctica varía con la carga y depende de ciertas condiciones de la lubricación. Las pérdidas por rozamiento del aire, generalmente, pequeñas, excepto en los turboalternadores que no emplean refrigeración por hidrógeno, no pueden calcularse. El valor combinado de rozamiento y fricción de aire puede ser medida o calculada sobre la base de la experiencia con máquinas análogas, pero en cualquier caso, estas pérdidas se consideran constantes al calcular el rendimiento convencional. Estas pérdidas no se incluyen generalmente en el rendimiento de las máquinas de poca velocidad que están montadas sobre la prolongación del eje de una máquina motriz o de un compresor.

### **3.2 METODOLOGIA DE ESTIMACION DE PERDIDAS.**

En esta sección se describen las metodologías y los procedimientos básicos utilizados frecuentemente en la estimación de pérdidas técnicas en el sistema de generación.

Las pérdidas presentes en el sistema de generación se pueden considerar distribuidas en el generador y el transformador correspondiente, pero como se mencionó anteriormente, en esta sección se tratarán únicamente las pérdidas eléctricas producidas en el generador.

Por lo general se dispone de una buena información horaria respecto a las variables de salida del generador (potencia activa, potencia reactiva, tensión). Además, se debe tener en cuenta que el funcionamiento de los generadores, por lo general, no sigue el mismo patrón de variación de la demanda del sistema por varias razones como por ejemplo: mantenimiento realizado, salidas forzadas, etc.

### 3.2.1 ESTIMACION DE PERDIDAS DE POTENCIA.

La estimación de las pérdidas de potencia del sistema de generación se obtienen mediante la información de datos de placa de cada máquina generadora si existe; caso contrario se utiliza la información de los fabricantes y curvas aproximadas de rendimiento. El despacho de carga proporciona la potencia de salida que cada uno de los generadores debe entregar al sistema [10].

La estimación de pérdidas de potencia se las realiza mediante la siguiente ecuación:

$$P_L = P_s \left( \frac{1-\eta}{\eta} \right) \quad (3.9)$$

donde:

- $P_L$  : Pérdidas de potencia.
- $P_s$  : Potencia de salida del generador.
- $\eta$  : Rendimiento del generador.

### 3.2.2 ESTIMACION DE PERDIDAS DE ENERGIA.

La estimación de pérdidas de energía puede realizarse de varias maneras; una de las cuales requiere la integración de los valores de potencia en el tiempo, o el sumatorio respectivo, procedimiento denominado *método exacto*. Otras metodologías aplican modelos estadísticos y factores en el cálculo. Para estimar las pérdidas de energía en un sistema de generación, se puede utilizar el factor de pérdidas, el cual depende de cada sistema en particular. Su determinación es mediante la ecuación siguiente:

$$F_L = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^N \left( \frac{P_{Gi}}{P_G^{\max}} \right)^2 \quad (3.10)$$

donde:

$P_{Gi}$  : Generación promedio en el intervalo  $i$  (W).

$P_G^{\max}$  : Generación máxima (W) en el período considerado.

$F_L$  : Factor de pérdidas.

$N$  : Número de intervalos.

Las pérdidas de energía durante el intervalo  $T$  se encuentra mediante la siguiente ecuación:

$$L = F_L P_L^{\max} T \quad (3.11)$$

donde:

$P_L^{\max}$  : Pérdidas de potencia (W) en la generación máxima.

$T$  : Período de estudio (H).

Las pérdidas de energía también pueden ser determinadas utilizando la información de despacho de carga proporcionada por el CENACE [10], es decir considerando los diferentes estados de generación que presentan las centrales generadoras en demanda máxima, media y mínima.

Utilizando esta última metodología de estimación de pérdidas de energía, se deben seguir los siguientes pasos:

- Procesamiento de la información técnica de generadores.
- Determinar el despacho de carga de cada generador del sistema, para condiciones de demanda máxima, media y mínima.
- De la información proporcionada de fabricantes e INECEL, evaluar las pérdidas de potencia para condiciones de demanda máxima, media y mínima.
- Evaluar las pérdidas de energía, utilizando las pérdidas de potencia para cada intervalo de demanda, mediante la ecuación:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (3.12)$$

donde:

- L : Pérdidas de energía (Wh).
- $P_{Lk}$  : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (W).
- N : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.
- $\Delta T_k$  : Intervalo de tiempo (H).
- K : Subíndice que indica el intervalo de tiempo para el cual se realiza el cálculo.

### 3.3 EVALUACION DE PERDIDAS TECNICAS.

Una vez propuesta la metodología a seguir, se debe determinar las pérdidas técnicas correspondientes a los generadores que conforman el sistema de generación, desde la entrada a dicho generador hasta la salida del mismo (bornes del generador), puesto que esta parte del análisis es la más importante dentro del estudio de pérdidas; la misma que permite diagnosticar las condiciones de las máquinas del sistema y llegar a conclusiones válidas mediante las cuales se basan el proceso de reducción de las mismas.

#### 3.3.1 EVALUACION DE PERDIDAS DE POTENCIA.

Para la evaluación de las pérdidas técnicas de potencia, como se mencionó en la metodología se debe primeramente realizar el procesamiento de la información recopilada, la misma que se describe a continuación en la tabla 3.1. La topología del Sistema Eléctrico Ecuatoriano [10] se indica en el capítulo I, donde se puede observar la ubicación eléctrica de cada una de las máquinas generadoras (centrales eléctricas) cuyas pérdidas son analizadas en el presente capítulo. La producción de energía del Sistema Eléctrico Ecuatoriano se encuentra constituido por diversos tipos de centrales de generación eléctrica entre los cuales tenemos: Centrales hidráulicas (H), centrales térmicas (T), centrales con

TIPO UNIDAD	NOMBRE DE LA UNIDAD	N° BARRA	VOLT. (KV)	POTENCIA INSTALADA		f.p.	RENDIMIENTO 100% DE CARGA (%)	PERDIDAS A Pn. (KW)
				(MW)	(MVA)			
H	PAUTE-AB13.8	1	13.8	100.00	111.11	0.90	98.50	1,522.84
H	PAUTE-AB13.8	601	13.8	100.00	111.11	0.90	98.50	1,522.84
H	PAUTE-AB13.8	701	13.8	100.00	111.11	0.90	98.50	1,522.84
H	PAUTE-AB13.8	801	13.8	100.00	111.11	0.90	98.50	1,522.84
H	PAUTE-AB13.8	901	13.8	100.00	111.11	0.90	98.50	1,522.84
H	CUENCA 69.0	5	69.0	16.00	16.00	1.00	96.60	563.15
H	PAUTE-C 13.8	7	13.8	115.00	127.70	0.90	98.56	1,680.19
H	PAUTE-C 13.8	607	13.8	115.00	127.70	0.90	98.56	1,680.19
H	PAUTE-C 13.8	707	13.8	115.00	127.70	0.90	98.56	1,680.19
H	PAUTE-C 13.8	807	13.8	115.00	127.70	0.90	98.56	1,680.19
H	PAUTE-C 13.8	907	13.8	115.00	127.70	0.90	98.56	1,680.19
H	LOJA 69.0	15	69.0	5.00	5.00	1.00	95.10	257.62
T	MILAGRO 69.0	17	69.0	8.00	8.00	1.00	95.63	365.58
T	MACHALA169.0	22	69.0	10.00	10.00	1.00	96.00	416.67
T	S. ELENA 69.0	28	69.0	24.00	24.00	1.00	96.95	755.03
V	V-INEC-213.8(G. ZEVA1)	35	13.8	73.00	86.10	0.85	98.10	1,413.86
V	V-INEC-313.8(G. ZEVA2)	36	13.8	73.00	86.10	0.85	98.10	1,413.86
G	V-INEC-413.8(G. ZEVA3)	37	13.8	20.00	28.50	0.70	97.10	597.32
T	S. DOMING69.0	51	69.0	130.00	155.00	0.84	98.73	1,672.24
V	C.T.ESME13.8	53	13.8	130.00	155.00	0.84	98.73	1,672.24
T	ESMERALD69.0	54	69.0	10.00	12.00	0.83	96.10	405.83
G1	G-S. ROSA13.8	64	13.8	17.00	32.00	0.53	97.26	478.92
G2	G-S. ROSA13.8	664	13.8	17.00	32.00	0.53	97.26	478.92
G3	G-S. ROSA13.8	764	13.8	17.00	32.00	0.53	97.26	478.92
D	GUANGOPO6.60	73	6.6	25.00	25.00	1.00	96.95	786.49
H	IBARRABA34.5	79	34.5	12.00	14.00	0.86	96.30	461.06
H	RIOBA-6969.0	87	69.0	13.00	13.50	0.96	96.25	506.49
H1	AGOYAN 13.8	89	13.8	75.00	85.00	0.88	97.86	1,640.10
H2	AGOYAN 13.8	689	13.8	75.00	85.00	0.88	97.86	1,640.10
H1	PUCARA 13.8	81	13.8	35.00	40.00	0.88	97.45	915.85
H2	PUCARA 13.8	681	13.8	35.00	40.00	0.88	97.45	915.85
H	AMBAT-BA69.0	90	69.0	5.00	5.00	1.00	95.10	257.62
H	TULCAN6969.0	92	69.0	99.00	100.00	0.99	98.25	1,763.36
T	MANTA 69.0	148	69.0	23.00	23.00	1.00	96.82	755.42
G	G-EQUIL-213.8	600	13.8	40.00	40.00	1.00	97.46	1,042.48
G	MEXICO 13.8	622	13.8	15.00	20.00	0.75	96.72	508.68
G	G-PASCUA13.8	627	13.8	90.00	100.00	0.90	98.25	1,603.05
D	ECUAP-SE13.8	628	13.8	40.00	58.00	0.69	97.75	920.72
V	V-EMEL-113.8	631	13.8	29.00	30.00	0.97	97.20	835.39
V	V-TRIN-113.8	632	13.8	120.00	125.00	0.96	98.58	1,728.55
G	CONS-EQL13.8	638	13.8	45.00	50.00	0.90	97.65	1,082.95
G	CONS-EQT13.8	738	13.8	23.00	27.00	0.85	97.15	674.73
D1	ECUAP-SD13.8	649	13.8	50.00	65.00	0.77	97.85	1,098.62
G	GPVG-EME13.8	665	13.8	11.00	11.00	1.00	96.15	440.46
V	VPVG-EME13.8	765	13.8	31.00	31.00	1.00	97.25	876.61
C	CUMBA13.46.0	670	46.0	40.00	44.40	0.90	97.55	1,004.61
G	G-EQUIL-213.8	700	13.8	40.00	40.00	1.00	97.45	1,046.69
1	G-EMEL-113.8	731	13.8	20.00	28.50	0.70	97.15	586.72
N	NAYON13.46.0	770	46.0	30.00	33.00	0.91	97.30	832.48
G	GUAN+CHI46.0	870	46.0	11.00	14.50	0.76	96.50	398.96
H	GUAL-HER46.0	970	46.0	20.00	20.00	1.00	98.72	259.32
G	G-EQUIL-313.8	829	13.8	45.00	40.00	1.13	97.46	1,172.79
G	G-EQUIL-313.8	929	13.8	45.00	40.00	1.13	97.46	1,172.79
2	G-EMEL-213.8	831	13.8	20.00	28.50	0.70	97.17	582.48
3	G-EMEL-313.8	931	13.8	20.00	28.50	0.70	97.17	582.48
5	G-EMEL-513.8	1031	13.8	20.00	28.50	0.70	97.17	582.48
6	G-EMEL-613.8	1131	13.8	20.00	28.50	0.70	97.17	582.48
1	G-ALTI-113.8	1231	13.8	40.00	40.00	1.00	97.46	1,042.48
2	G-ALTI-213.8	1331	13.8	38.00	38.00	1.00	97.52	966.37

Tabla 3.1: Datos de Generadores del S.N.I [10][15][18]

turbinas de vapor (V), centrales con motores a gas (G) y centrales con motores a diesel (D).

### 3.3.1.1 FLUJO DE POTENCIA.

La información de entrada del flujo de potencia [26] en cuanto a datos de generación (despacho de carga) fue obtenida en el CENACE. Se corrieron flujos de potencia para tres condiciones de demanda (demanda máxima, media y mínima) con el propósito de obtener la cantidad de energía que el generador #1 de Paute-AB13.8 (barra oscilante) deberá generar para que el sistema se encuentre en equilibrio, y de esta manera obtener el despacho de carga en su totalidad, el mismo que se indica en la tabla 3.2.

Con toda la información procesada y con los resultados obtenidos a través de las corridas de los flujos de potencia, se determinó las pérdidas de potencia del subsistema de generación considerando como tal al generador únicamente y no al resto de componentes que integran una central en su totalidad.

Las tablas 3.3 (a), (b) y (c) nos muestra la potencia de entrada, potencia de salida, rendimiento y pérdidas de potencia de cada una de las máquinas generadoras del sistema para demanda máxima, media y mínima.

### 3.3.2 EVALUACION DE PERDIDAS DE ENERGIA.

Como ya se mencionó anteriormente en la metodología de estimación de pérdidas de energía, la evaluación de las mismas se fundamentan en los valores de pérdidas de potencia. El último de los pasos propuestos en la metodología a seguir es justamente la evaluación de las pérdidas de energía, utilizando la siguiente ecuación:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (3.13)$$

donde:

L : Pérdidas de energía (Wh).

NOMBRE DE LA UNIDAD	POTENCIA DE SALIDA								
	DEMANDA MAXIMA			DEMANDA MEDIA			DEMANDA MINIMA		
	(MW)	(MVAR)	(MVA)	(MW)	(MVAR)	(MVA)	(MW)	(MVAR)	(MVA)
PAUTE-AB13.8	130.2	42.3	136.899	56.5	18	59.298	23.5	4.5	23.927
PAUTE-AB13.8	100	39	107.336	100	21.4	102.264	100	9.7	100.469
PAUTE-AB13.8	100	39	107.336	100	21.4	102.264	100	9.7	100.469
PAUTE-AB13.8	100	39	107.336	100	21.4	102.264	0	0	0.000
PAUTE-AB13.8	100	39	107.336	0	0	0.000	0	0	0.000
CUENCA 69.0	45.4	19	49.215	28.5	60.2	66.605	25	19	31.401
PAUTE-C 13.8	100	23.5	102.724	100	27.8	103.792	100	15.8	101.241
PAUTE-C 13.8	100	23.5	102.724	100	27.8	103.792	100	15.8	101.241
PAUTE-C 13.8	100	23.5	102.724	100	27.8	103.792	100	15.8	101.241
PAUTE-C 13.8	100	23.5	102.724	100	27.8	103.792	0	0	0.000
PAUTE-C 13.8	100	23.5	102.724	0	0	0.000	0	0	0.000
LOJA 69.0	2.4	1	2.600	2.4	1	2.600	2.4	-1	2.600
MILAGRO 69.0	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
MACHALA169.0	4.4	3	5.325	0	0	0.000	0	0	0.000
S. ELENA 69.0	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
V-INEC-213.8(G. ZEVA1)	73	42	84.220	73	41.6	84.021	50	40.1	64.094
V-INEC-313.8(G. ZEVA2)	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
V-INEC-413.8(G. ZEVA3)	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
S. DOMINGO69.0	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
C.T.ESME13.8	51	28.5	58.423	51	10.9	52.152	52	-2.4	52.055
ESMERALD69.0	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
G-S. ROSA13.8	10	20.8	23.079	0	0	0.000	0	0	0.000
G-S. ROSA13.8	0	20.6	20.600	0	13.6	13.600	0	0	0.000
G-S. ROSA13.8	0	20.6	20.600	0	13.6	13.600	0	0	0.000
GUANGOPO6.60	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
IBARRABA34.5	9.4	4.5	10.422	2.3	1.5	2.746	0	0	0.000
RIOBA-6969.0	13	4	13.601	11.9	3	12.272	13.2	-4	13.793
AGOYAN 13.8	78	25	81.908	78	14	79.246	75	4.9	75.160
AGOYAN 13.8	78	25	81.908	78	14	79.246	75	4.9	75.160
PUCARA 13.8	35	15	38.079	32.5	10.6	34.185	0	0	0.000
PUCARA 13.8	35	15	38.079	32.5	10.6	34.185	35	3.7	35.195
AMBAT-BA69.0	14.1	4.2	14.712	9.1	3.8	9.862	8.2	-1	8.261
TULCAN6969.0	3.7	1.8	4.115	3.7	1.5	3.992	3.7	-1	3.833
MANTA 69.0	15.5	13.5	20.555	0	0	0.000	0	0	0.000
G-EQUIL-213.8	40	13.5	42.217	40	20	44.721	0	0	0.000
MEXICO 13.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
G-PASCUA13.8	90	37.3	97.423	20	23.2	30.631	18	9.8	20.495
ECUAP-SE13.8	2.8	30.9	31.027	2.8	10.6	10.964	0	0	0.000
V-EMEL-113.8	30	17.6	34.782	30	12.8	32.617	20	12.5	23.585
V-TRIN-113.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
CONS-EQL13.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
CONS-EQT13.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
ECUAP-SD13.8	3.1	54.7	54.788	0	46.6	46.600	0	0	0.000
GPVG-EME13.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
VPVG-EME13.8	30	9.6	31.499	30	18.7	35.351	20	6.6	21.061
CUMBA13.46.0	39	18	42.953	16	8.1	17.933	10	2.5	10.308
G-EQUIL-213.8	40	13.5	42.217	40	20	44.721	0	0	0.000
G-EMEL-113.8	18	10.3	20.739	0	0	0.000	0	0	0.000
NAYON13.46.0	29	15	32.650	11.9	7.5	14.066	5	2.2	5.463
GUAN+CHI46.0	15.6	7.6	17.353	9.6	3.6	10.253	0	0	0.000
GUAL-HER46.0	8.1	10.2	13.025	0	0	0.000	0	0	0.000
G-EQUIL-313.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
G-EQUIL-313.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
G-EMEL-213.8	18	9.2	20.215	0	0	0.000	0	0	0.000
G-EMEL-313.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
G-EMEL-513.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
G-EMEL-613.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000
G-ALTI-113.8	36	20	41.183	0	0	0.000	0	0	0.000
G-ALTI-213.8	0	0	0.000	0	0	0.000	0	0	0.000

Nota: Datos obtenidos en el CENACE y procesados por el autor de la tesis.

Tabla 3.2: Despacho de Carga del S.N.I.



NOMBRE DE LA UNIDAD	DEMANDA MAXIMA			
	P(Entrada) (MW)	P(Salida) (MW)	RENDIMIENTO (%)	PERDIDAS (KW)
PAUTE-AB13.8	131.995	130.2	98.640	1,795.134
PAUTE-AB13.8	101.667	100	98.360	1,667.344
PAUTE-AB13.8	101.605	100	98.420	1,605.365
PAUTE-AB13.8	101.605	100	98.420	1,605.365
PAUTE-AB13.8	101.605	100	98.420	1,605.365
CUENCA 69.0	46.493	45.4	97.649	1,093.052
PAUTE-C 13.8	101.621	100	98.405	1,620.853
PAUTE-C 13.8	101.621	100	98.405	1,620.853
PAUTE-C 13.8	101.621	100	98.405	1,620.853
PAUTE-C 13.8	101.621	100	98.405	1,620.853
PAUTE-C 13.8	101.621	100	98.405	1,620.853
LOJA 69.0	2.554	2.4	93.970	154.007
MILAGRO 69.0	0.000	0	0.000	0.000
MACHALA169.0	4.622	4.4	95.200	221.849
S. ELENA 69.0	0.000	0	0.000	0.000
V-INEC-213.8(G. ZEVA1)	74.505	73	97.980	1,505.001
V-INEC-313.8(G. ZEVA2)	0.000	0	0.000	0.000
V-INEC-413.8(G. ZEVA3)	0.000	0	0.000	0.000
S. DOMING69.0	0.000	0	0.000	0.000
C.T.ESME13.8	52.158	51	97.780	1,157.906
ESMERALD69.0	0.000	0	0.000	0.000
G-S. ROSA13.8	10.332	10	96.790	331.646
G-S. ROSA13.8	0.000	0	0.000	0.000
G-S. ROSA13.8	0.000	0	0.000	0.000
GUANGOPO6.60	0.000	0	0.000	0.000
IBARRABA34.5	9.788	9.4	96.040	387.589
RIOBA-6969.0	13.498	13	96.310	498.079
AGOYAN 13.8	79.592	78	98.000	1,591.837
AGOYAN 13.8	79.592	78	98.000	1,591.837
PUCARA 13.8	35.934	35	97.400	934.292
PUCARA 13.8	35.934	35	97.400	934.292
AMBAT-BA69.0	14.625	14.1	96.410	525.039
TULCAN6969.0	3.903	3.7	94.800	202.954
MANTA 69.0	16.016	15.5	96.780	515.706
G-EQUIL-213.8	41.009	40	97.540	1,008.817
MEXICO 13.8	0.000	0	0.000	0.000
G-PASCUA13.8	91.640	90	98.210	1,640.362
ECUAP-SE13.8	2.881	2.8	97.200	80.658
V-EMEL-113.8	30.836	30	97.290	835.646
V-TRIN-113.8	0.000	0	0.000	0.000
CONS-EQL13.8	0.000	0	0.000	0.000
CONS-EQT13.8	0.000	0	0.000	0.000
ECUAP-SD13.8	3.172	3.1	97.720	72.329
GPVG-EME13.8	0.000	0	0.000	0.000
VPVG-EME13.8	30.852	30	97.240	851.501
CUMBA13.46.0	39.959	39	97.600	959.016
G-EQUIL-213.8	41.005	40	97.550	1,004.613
G-EMEL-113.8	18.595	18	96.800	595.041
NAYON13.46.0	29.805	29	97.300	804.728
GUAN+CHI46.0	16.141	15.6	96.650	540.714
GUAL-HER46.0	8.411	8.1	96.300	311.215
G-EQUIL-313.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EQUIL-313.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-213.8	18.604	18	96.754	603.882
G-EMEL-313.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-513.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-613.8	0.000	0	0.000	0.000
G-ALTI-113.8	36.931	36	97.480	930.652
G-ALTI-213.8	0.000	0	0.000	0.000
<b>TOTAL:</b>				<b>38,267.093</b>

Nota: Datos obtenidos en el CENACE, DOSNI y Ref. [18], procesados por el autor de la tesis.

Tabla 3.3 (a): Pérdidas de Potencia en Demanda Máxima.

NOMBRE DE LA UNIDAD	DEMANDA MEDIA			
	P(Entrada) (MW)	P(Salida) (MW)	RENDIMIENTO (%)	PERDIDAS (KW)
PAUTE-AB13.8	57.772	56.5	97.798	1,272.143
PAUTE-AB13.8	101.623	100	98.403	1,622.918
PAUTE-AB13.8	101.623	100	98.403	1,622.918
PAUTE-AB13.8	101.623	100	98.403	1,622.918
PAUTE-AB13.8	0.000	0	0.000	0.000
CUENCA 69.0	29.135	28.5	97.820	635.146
PAUTE-C 13.8	101.616	100	98.410	1,615.689
PAUTE-C 13.8	101.616	100	98.410	1,615.689
PAUTE-C 13.8	101.616	100	98.410	1,615.689
PAUTE-C 13.8	101.616	100	98.410	1,615.689
PAUTE-C 13.8	0.000	0	0.000	0.000
LOJA 69.0	2.554	2.4	93.970	154.007
MILAGRO 69.0	0.000	0	0.000	0.000
MACHALA169.0	0.000	0	0.000	0.000
S. ELENA 69.0	0.000	0	0.000	0.000
V-INEC-213.8(G. ZEVA1)	74.508	73	97.976	1,508.043
V-INEC-313.8(G. ZEVA2)	0.000	0	0.000	0.000
V-INEC-413.8(G. ZEVA3)	0.000	0	0.000	0.000
S. DOMINGO 69.0	0.000	0	0.000	0.000
C.T.ESME13.8	52.201	51	97.700	1,200.614
ESMERALD69.0	0.000	0	0.000	0.000
G-S. ROSA13.8	0.000	0	0.000	0.000
G-S. ROSA13.8	0.000	0	96.278	0.000
G-S. ROSA13.8	0.000	0	96.278	0.000
GUANGOPO6.60	0.000	0	0.000	0.000
IBARRABA34.5	2.440	2.3	94.250	140.318
RIOBA-6969.0	12.366	11.9	96.230	466.206
AGOYAN 13.8	79.608	78	97.980	1,608.083
AGOYAN 13.8	79.608	78	97.980	1,608.083
PUCARA 13.8	33.402	32.5	97.300	901.850
PUCARA 13.8	33.402	32.5	97.300	901.850
AMBAT-BA69.0	9.481	9.1	95.986	380.549
TULCAN6969.0	3.901	3.7	94.850	200.896
MANTA 69.0	0.000	0	0.000	0.000
G-EQUIL-213.8	40.984	40	97.600	983.607
MEXICO 13.8	0.000	0	0.000	0.000
G-PASCUA13.8	20.563	20	97.260	563.438
ECUAP-SE13.8	2.914	2.8	96.100	113.632
V-EMEL-113.8	30.817	30	97.350	816.641
V-TRIN-113.8	0.000	0	0.000	0.000
CONS-EQL13.8	0.000	0	0.000	0.000
CONS-EQT13.8	0.000	0	0.000	0.000
ECUAP-SD13.8	0.000	0	97.640	0.000
GPVG-EME13.8	0.000	0	0.000	0.000
VPVG-EME13.8	30.817	30	97.350	816.641
CUMBA13.46.0	16.546	16	96.700	546.019
G-EQUIL-213.8	40.984	40	97.600	983.607
G-EMEL-113.8	0.000	0	0.000	0.000
NAYON13.46.0	12.370	11.9	96.200	470.062
GUAN+CHI46.0	9.991	9.6	96.090	390.634
GUAL-HER46.0	0.000	0	0.000	0.000
G-EQUIL-313.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EQUIL-313.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-213.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-313.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-513.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-613.8	0.000	0	0.000	0.000
G-ALTI-113.8	0.000	0	0.000	0.000
G-ALTI-213.8	0.000	0	0.000	0.000
<b>TOTAL:</b>				<b>27,993.580</b>

Nota: Datos obtenidos en el CENACE, DOSNI y Ref. [18], procesados por el autor de la tesis.

Tabla 3.3 (b): Pérdidas de Potencia en Demanda Media.

NOMBRE DE LA UNIDAD	DEMANDA MINIMA			
	P(Entrada) (MW)	P(Salida) (MW)	RENDIMIENTO (%)	PERDIDAS (KW)
PAUTE-AB13.8	24.252	23.5	96.900	751.806
PAUTE-AB13.8	101.611	100	98.415	1,610.527
PAUTE-AB13.8	101.611	100	98.415	1,610.527
PAUTE-AB13.8	0.000	0	0.000	0.000
PAUTE-AB13.8	0.000	0	0.000	0.000
CUENCA 69.0	25.694	25	97.300	693.731
PAUTE-C 13.8	101.625	100	98.401	1,624.983
PAUTE-C 13.8	101.625	100	98.401	1,624.983
PAUTE-C 13.8	101.625	100	98.401	1,624.983
PAUTE-C 13.8	0.000	0	0.000	0.000
PAUTE-C 13.8	0.000	0	0.000	0.000
LOJA 69.0	2.554	2.4	93.970	154.007
MILAGRO 69.0	0.000	0	0.000	0.000
MACHALA169.0	0.000	0	0.000	0.000
S. ELENA 69.0	0.000	0	0.000	0.000
V-INEC-213.8(G. ZEVA1)	51.120	50	97.810	1,119.517
V-INEC-313.8(G. ZEVA2)	0.000	0	0.000	0.000
V-INEC-413.8(G. ZEVA3)	0.000	0	0.000	0.000
S. DOMINGO69.0	0.000	0	0.000	0.000
C.T.ESME13.8	53.230	52	97.690	0.000
ESMERALD69.0	0.000	0	0.000	0.000
G-S. ROSA13.8	0.000	0	0.000	0.000
G-S. ROSA13.8	0.000	0	0.000	0.000
G-S. ROSA13.8	0.000	0	0.000	0.000
GUANGOPO6.60	0.000	0	0.000	0.000
IBARRABA34.5	0.000	0	0.000	0.000
RIOBA-6969.0	13.472	13.2	97.978	272.412
AGOYAN 13.8	76.570	75	97.950	1,569.678
AGOYAN 13.8	76.570	75	97.950	1,569.678
PUCARA 13.8	0.000	0	0.000	0.000
PUCARA 13.8	35.957	35	97.339	956.811
AMBAT-BA69.0	8.564	8.2	95.745	364.416
TULCAN6969.0	3.860	3.7	95.846	160.359
MANTA 69.0	0.000	0	0.000	0.000
G-EQUIL-213.8	0.000	0	0.000	0.000
MEXICO 13.8	0.000	0	0.000	0.000
G-PASCUA13.8	18.603	18	96.757	603.305
ECUAP-SE13.8	0.000	0	0.000	0.000
V-EMEL-113.8	20.640	20	96.900	639.835
V-TRIN-113.8	0.000	0	0.000	0.000
CONS-EQL13.8	0.000	0	0.000	0.000
CONS-EQT13.8	0.000	0	0.000	0.000
ECUAP-SD13.8	0.000	0	0.000	0.000
GPVG-EME13.8	0.000	0	0.000	0.000
VPVG-EME13.8	20.661	20	96.800	661.157
CUMBA13.46.0	10.406	10	96.100	405.827
G-EQUIL-213.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-113.8	0.000	0	0.000	0.000
NAYON13.46.0	5.255	5	95.154	254.640
GUAN+CHI46.0	0.000	0	0.000	0.000
GUAL-HER46.0	0.000	0	0.000	0.000
G-EQUIL-313.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EQUIL-313.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-213.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-313.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-513.8	0.000	0	0.000	0.000
G-EMEL-613.8	0.000	0	0.000	0.000
G-ALTI-113.8	0.000	0	0.000	0.000
G-ALTI-213.8	0.000	0	0.000	0.000
<b>TOTAL:</b>				<b>18,273.184</b>

Nota: Datos obtenidos en el CENACE, DOSNI y Ref. [18], procesados por el autor de la tesis.

Tabla 3.3 (c): Pérdidas de Potencia en Demanda Mínima.

- $P_{Lk}$  : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (W).  
 N : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.  
 $\Delta T_k$  : Intervalo de tiempo (H).  
 K : Subíndice que indica el intervalo de tiempo para el cual se realiza el cálculo.

El intervalo de tiempo de estudio tanto para demanda máxima, media y mínima para la estimación de las pérdidas de energía es representado en tres escalones, con duraciones de 1095 horas para la demanda máxima (3 hr/día), 3285 horas para la demanda media (9 hr/día) y 4380 horas para la demanda mínima (12 hr/día) [23].

Los resultados obtenidos para el sistema de generación se presentan en la tabla 3.4. En la tabla 3.5 se muestra una tabla resumen tanto de las pérdidas de potencia como de las pérdidas de energía.

El % de pérdidas de potencia es calculado con relación a la potencia de salida de la Turbina (potencia de entrada al generador), mientras que el % de pérdidas de energía se lo determina relacionando la energía proporcionada por cada generador con relación a la energía de salida de la turbina respectiva (energía de entrada al generador) [22][23].

La información base considerada para la evaluación de los índices de pérdidas de energía (porcentajes) son los siguientes:

Energía de salida de la Turbina	= 1,0863.56	GWh.
$P_{salida}$ de la Turbina (D. Máxima)	= 1,935.97	MW.
$P_{salida}$ de la Turbina (D. Media)	= 1,387.69	MW.
$P_{salida}$ de la Turbina (D. Mínima)	= 955.50	MW.

Donde la energía de salida de la turbina que corresponde a la energía de entrada del generador respectivo, es obtenida sobre la base de la potencia de entrada del mismo considerando cada estado de la demanda es decir para demanda máxima, media y mínima.

NOMBRE DE LA UNIDAD	PERDIDAS DE POTENCIA						PERDIDAS DE ENERGIA	
	D. MAXIMA		D. MEDIA		D. MINIMA		(GWh)	(%)
	(KW)	(%)	(KW)	(%)	(KW)	(%)		
PAUTE-AB13.8	1,795.134	1.360	1,272.143	2.202	751.806	3.100	9.438	2.142
PAUTE-AB13.8	1,667.344	1.640	1,622.918	1.597	1,610.527	1.585	14.211	1.596
PAUTE-AB13.8	1,605.365	1.580	1,622.918	1.597	1,610.527	1.585	14.143	1.589
PAUTE-AB13.8	1,605.365	1.580	1,622.918	1.597	0.000	0.000	7.089	1.593
PAUTE-AB13.8	1,605.365	1.580	0.000	0.000	0.000	0.000	1.758	1.580
CUENCA 69.0	1,093.052	2.351	635.146	2.180	693.731	2.700	6.322	2.439
PAUTE-C 13.8	1,620.853	1.595	1,615.689	1.590	1,624.983	1.599	14.200	1.595
PAUTE-C 13.8	1,620.853	1.595	1,615.689	1.590	1,624.983	1.599	14.200	1.595
PAUTE-C 13.8	1,620.853	1.595	1,615.689	1.590	1,624.983	1.599	14.200	1.595
PAUTE-C 13.8	1,620.853	1.595	1,615.689	1.590	0.000	0.000	7.082	1.591
PAUTE-C 13.8	1,620.853	1.595	0.000	0.000	0.000	0.000	1.775	1.595
LOJA 69.0	154.007	6.030	154.007	6.030	154.007	6.030	1.349	6.030
MILAGRO 69.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
MACHALA169.0	221.849	4.800	0.000	0.000	0.000	0.000	0.243	4.800
S. ELENA 69.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
V-INEC-213.8(G. ZEVA1)	1,505.001	2.020	1,508.043	2.024	1,119.517	2.190	11.505	2.091
V-INEC-313.8(G. ZEVA2)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
V-INEC-413.8(G. ZEVA3)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
S. DOMING69.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
C.T.ESME13.8	1,157.906	2.220	1,200.614	2.300	0.000	0.000	5.212	1.129
ESMERALD69.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
G-S. ROSA13.8	331.646	3.210	0.000	0.000	0.000	0.000	0.363	3.210
G-S. ROSA13.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
G-S. ROSA13.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
GUANGOPO6.60	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
IBARRABA34.5	387.589	3.960	140.318	5.750	0.000	0.000	0.885	4.726
RIOBA-6969.0	498.079	3.690	466.206	3.770	272.412	2.022	3.270	2.858
AGOYAN 13.8	1,591.837	2.000	1,608.083	2.020	1,569.678	2.050	13.901	2.032
AGOYAN 13.8	1,591.837	2.000	1,608.083	2.020	1,569.678	2.050	13.901	2.032
PUCARA 13.8	934.292	2.600	901.850	2.700	0.000	0.000	3.986	2.674
PUCARA 13.8	934.292	2.600	901.850	2.700	956.811	2.661	8.176	2.667
AMBAT-BA69.0	525.039	3.590	380.549	4.014	364.416	4.255	3.421	4.041
TULCAN6969.0	202.954	5.200	200.896	5.150	160.359	4.154	1.585	4.661
MANTA 69.0	515.706	3.220	0.000	0.000	0.000	0.000	0.565	3.220

Nota: Tabla obtenida en base a información proporcionada por INECEL, la misma que se encuentra tabulada en las tablas anteriores.

Tabla 3.4: Pérdidas de Potencia y Energía.

NOMBRE DE LA UNIDAD	PERDIDAS DE POTENCIA						PERDIDAS DE ENERGIA	
	D. MAXIMA		D. MEDIA		D. MINIMA		(GWh)	(% )
	(KW)	(%)	(KW)	(%)	(KW)	(%)		
G-EQUIL-213.8	1,008.817	2.460	983.607	2.400	0.000	0.000	4.336	2.415
MEXICO 13.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
G-PASCUA13.8	1,640.362	1.790	563.438	2.740	603.305	3.243	6.290	2.522
ECUAP-SE13.8	80.658	2.800	113.632	3.900	0.000	0.000	0.462	3.627
V-EMEL-113.8	835.646	2.710	816.641	2.650	639.835	3.100	6.400	2.839
V-TRIN-113.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CONS-EQL13.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CONS-EQT13.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ECUAP-SD13.8	72.329	2.280	0.000	0.000	0.000	0.000	0.079	2.280
GPVG-EME13.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
VPVG-EME13.8	851.501	2.760	816.641	2.650	661.157	3.200	6.511	2.887
CUMBA13.46.0	959.016	2.400	546.019	3.300	405.827	3.900	4.621	3.216
G-EQUIL-213.8	1,004.613	2.450	983.607	2.400	0.000	0.000	4.331	2.413
G-EMEL-113.8	595.041	3.200	0.000	0.000	0.000	0.000	0.652	3.200
NAYON13.46.0	804.728	2.700	470.062	3.800	254.640	4.846	3.541	3.677
GUAN+CHI46.0	540.714	3.350	390.634	3.910	0.000	0.000	1.875	3.714
GUAL-HER46.0	311.215	3.700	0.000	0.000	0.000	0.000	0.341	3.700
G-EQUIL-313.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
G-EQUIL-313.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
G-EMEL-213.8	603.882	3.246	0.000	0.000	0.000	0.000	0.661	3.246
G-EMEL-313.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
G-EMEL-513.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
G-EMEL-613.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
G-ALTI-113.8	930.652	2.520	0.000	0.000	0.000	0.000	1.019	2.520
G-ALTI-213.8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
<b>TOTAL:</b>	<b>38,267.093</b>	<b>1.977</b>	<b>27,993.580</b>	<b>2.017</b>	<b>18,273.184</b>	<b>1.912</b>	<b>213.898</b>	<b>1.969</b>

Nota: Tabla obtenida en base a información proporcionada por INECEL, la misma que se encuentra tabulada en las tablas anteriores.

Tabla 3.4: Pérdidas de Potencia y Energía (Continuación).

## **CAPITULO IV**

### **PÉRDIDAS EN TRANSMISION Y SUBTRANSMISION.**

#### **4.1 FUNDAMENTO TEORICO.**

##### **4.1.1 PRELIMINARES.**

En el presente capítulo se presenta el conjunto de metodologías y procedimientos de evaluación empleados y los resultados obtenidos para la estimación de pérdidas en el sistema de transmisión y subtransmisión de INECEL. Las metodologías procedimientos planteados permiten obtener una discriminación completa de pérdidas en el sistema de transmisión y subtransmisión, exponiéndose además, la aplicación de las mismas.

El desarrollo del diseño metodológico parte de los objetivos del proyecto y de la disponibilidad de información con que cuenta el Instituto Nacional de Electrificación Ecuatoriana INECEL.

La metodología propuesta está conformada por un conjunto de procedimientos de obtención y tratamiento detallado de información cuyo resultado es un cuadro que corresponde al balance energético completo de los flujos de energía a través de los

dispositivos que forman parte del sistema de transmisión y subtransmisión, es decir el análisis de pérdidas propuesto se basa únicamente en la ingeniería de dichos sistemas, por lo tanto, el diseño metodológico hace referencia básicamente a la evaluación de pérdidas en líneas de transmisión y subtransmisión y transformadores.

La parte más importante dentro de los estudios de pérdidas es la evaluación, puesto que permite diagnosticar y sacar conclusiones válidas sobre las condiciones del sistema y llegar a proponer mecanismos y acciones para lograr reducir las pérdidas.

Los procedimientos y conceptos en los que se basa la metodología son los expuestos en los manuales de pérdidas y en los diferentes documentos de simposios realizados sobre el control de pérdidas eléctricas en el ámbito latinoamericano.

#### **4.1.2 SISTEMA DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION.**

El sistema de transmisión es aquella parte del sistema eléctrico comprendida entre el centro de producción de la energía "en masa" (central generadora o subcentral) y la subestación distribuidora.

Los sistemas modernos de corriente alterna constan generalmente de los siguientes elementos: a), centrales generadoras; b), estaciones transformadoras elevadoras; c), líneas de transmisión; d), estaciones de maniobra; e), estaciones transformadoras reductoras; f), líneas o redes primarias de distribución; g), bancos transformadores de servicio; h), líneas o redes secundarias.

Esencialmente, los elementos b), c), d) y e) constituyen el sistema de transmisión. La función del sistema de transmisión es el transporte de grandes potencias a los centros de carga y a los grandes consumidores industriales que sobrepasan los límites corrientes y económicos de las líneas primarias de distribución. Los sistemas trifásicos se emplean de modo casi exclusivo para la transmisión de energía, gracias a su simplicidad y al mayor rendimiento de los conductores respecto a los demás sistemas de corriente alterna.



El modelo de las líneas de transmisión se presenta en la figura 4.1.

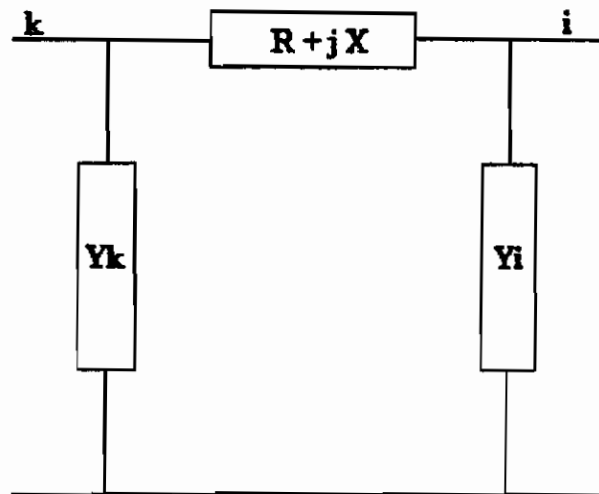


Figura 4.1: Línea de Transmisión. Circuito  $\Pi$ .

Donde:

$$Y_k = G_k + jB_k \quad (4.1)$$

$$Y_i = G_i + jB_i \quad (4.2)$$

$G_k, G_i$  : Conductancia (derivación) de la línea ( $\Omega$ ).

$B_k, B_i$  : Susceptancia (derivación) de la línea ( $\Omega$ ).

$R$  : Resistencia (serie) de la línea ( $\Omega$ ).

$X$  : Reactancia (serie) de la línea ( $\Omega$ ).

$Y_k, Y_i$  : Admitancia (derivación) de la línea ( $\Omega$ ).

En todos los casos, la nomenclatura utilizada representará las pérdidas por fase. Si se desea obtener las pérdidas totales, se debe multiplicar por el número de fases del sistema.

El modelo de la línea de transmisión toma en cuenta los valores de las admitancias shunt. En los sistemas de transmisión, los conductores utilizados son de diámetro relativamente grande con relación a los utilizados en los sistemas de distribución, y su resistencia por unidad de longitud es pequeña. La separación entre conductores es mayor que en los sistemas de distribución, por lo que los valores de las reactancias son mucho mayores que las resistencias [28].

Los subsistemas de transmisión y subtransmisión se caracterizan por el flujo de grandes bloques de energía entre los cuales pueden existir importaciones o exportaciones. Para el estudio de pérdidas se pueden considerar estos subsistemas formados por líneas y transformadores tanto elevadores como reductores. En la figura 4.2 se muestra un esquema básico de un subsistema de transmisión con sus elementos constitutivos más comunes.

#### **4.1.3 PERDIDAS TECNICAS EN SISTEMAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION.**

En general, el procedimiento adoptado para realizar el análisis de las pérdidas en subsistemas, consiste en modelar los componentes del sistema en forma estática, frente a un sistema variante y dinámico. Se modelan los transformadores y líneas de transmisión, y se incluye en ellos los efectos de disipación de calor como efecto Joule, corona e histéresis [7]. Las pérdidas de potencia en el sistema de transmisión y subtransmisión se producen por diversas causas, tales como pérdidas por efecto Joule, pérdidas en los transformadores (tanto en su núcleo como en sus devanados) y pérdidas por efecto corona. En esta sección se presentan los modelos de los diferentes elementos de los subsistemas de transmisión y subtransmisión.

##### **4.1.3.1 ESTIMACION DE PERDIDAS EN LINEAS DE TRANSMISION.**

Las pérdidas asociadas con líneas de transmisión y subtransmisión son básicamente las pérdidas por efecto Joule y por efecto corona por lo tanto los modelos que representan las líneas deben tener en cuenta estos dos tipos de pérdidas.

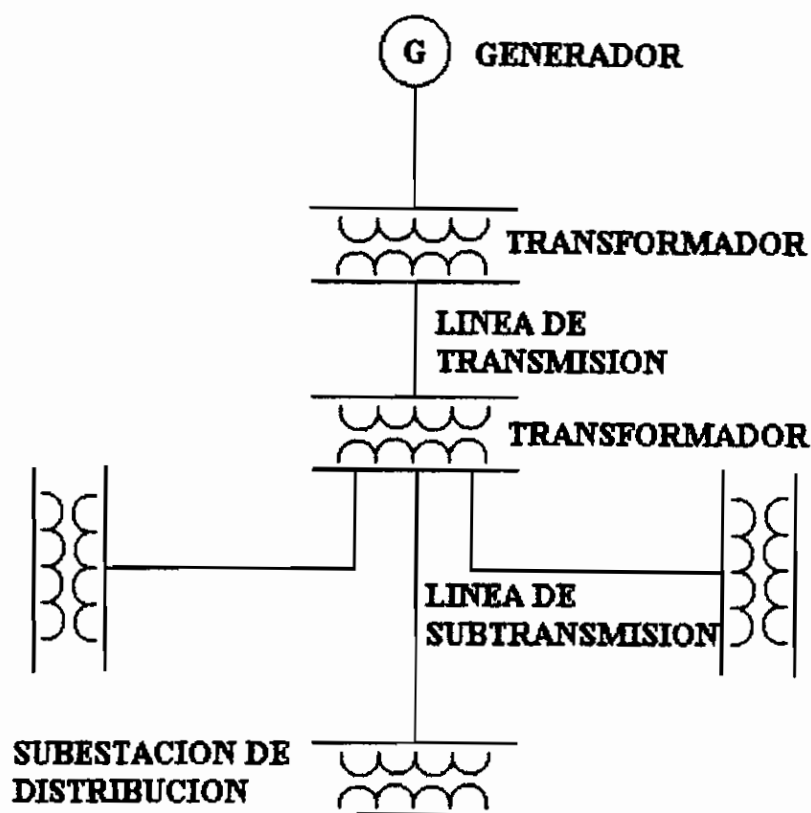


Figura 4.2: Subsistema de Transmisión.

Para el cálculo de pérdidas de potencia por efecto Joule ( $I^2 R$ ) es suficiente la representación tradicional de la línea como se muestra en la figura 4.1.

Los valores de resistencia y reactancia dependen de las características físicas de los conductores y su disposición geométrica. Es frecuente que estos valores los proporcionen los fabricantes o se encuentren en tablas realizadas para tal fin. Los elementos de la línea donde se presentan pérdidas de potencia activa son la resistencia serie ( $R$ ) y la conductancia shunt ( $G_k$  o  $G_j$ ).

El valor de la conductancia ( $G$ ) depende de las características del medio ambiente: presión atmosférica, humedad, altura sobre el nivel del mar, etc.

Como las pérdidas de potencia activa asociadas con la conductancia son difíciles de evaluar y además, son pequeñas comparadas con las pérdidas en la resistencia R, este parámetro (G) se suele despreciar [22].

Para evaluar las pérdidas en líneas de transmisión o subtransmisión por efecto corona se han realizado estudios tanto teóricos como prácticos que involucran todas las variables que tienen que ver con este efecto, como son: la geometría de los conductores, la tensión de servicio, las condiciones meteorológicas, etc.

Las pérdidas de potencia activa en líneas de 230, 138 y 69 KV, es decir aquellas que se producen por disipación de potencia (en forma de calor) en un conductor, vienen dadas por la siguiente ecuación:

$$P_L = I^2 R \quad (4.3)$$

donde:

- $P_L$  : Tasa de energía disipada en forma de calor (W).
- $R$  : Resistencia del conductor ( $\Omega$ ).
- $I$  : Corriente que fluye por el conductor (A).

En consecuencia, en una línea trifásica las pérdidas de potencia serán:

$$P_{L3\phi} = 3 I^2 R \quad (4.4)$$

donde I es la corriente que fluye por cada fase [23].

#### 4.1.3.2 ESTIMACION DE PERDIDAS Y RENDIMIENTO EN TRANSFORMADORES.

Para estudios de pérdidas los transformadores tanto de potencia como de distribución se

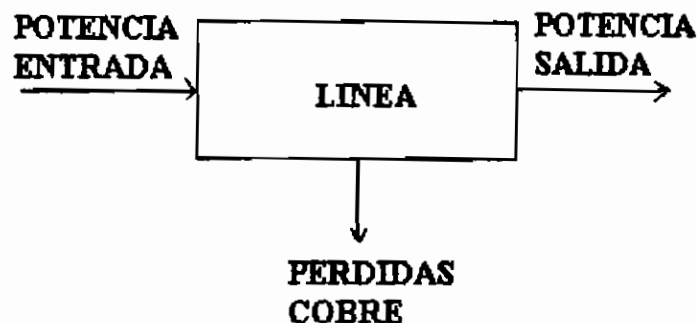


Figura 4.3: Relaciones de potencia en una línea.

pueden representar por el mismo modelo. Por esta razón en esta sección se presenta el modelo del transformador como caso general. Las pérdidas de potencia en un transformador están asociadas principalmente con:

- Pérdidas que varían con la demanda producidas por la desigual distribución de la densidad de corriente en los conductores y están relacionadas directamente con la resistencia de los arrollamientos del transformador (pérdidas óhmicas puras). A este tipo de pérdidas se las conoce con el nombre de pérdidas en carga o pérdidas en el cobre ( $I^2 R$ ). Dicha desigualdad de densidad de corriente puede suponerse que obedece a las corrientes parásitas superpuestas a la densidad de corriente teóricamente uniforme, que solamente produciría pérdidas óhmicas puras [18][20].
- Pérdidas asociadas al valor de la tensión aplicada y están relacionadas con las corrientes de excitación del transformador. A este tipo de pérdidas se las conoce con el nombre de pérdidas en el hierro, o pérdidas en vacío.

Las figuras 4.4 y 4.5 indican el modelo de potencia y el modelo eléctrico del transformador.

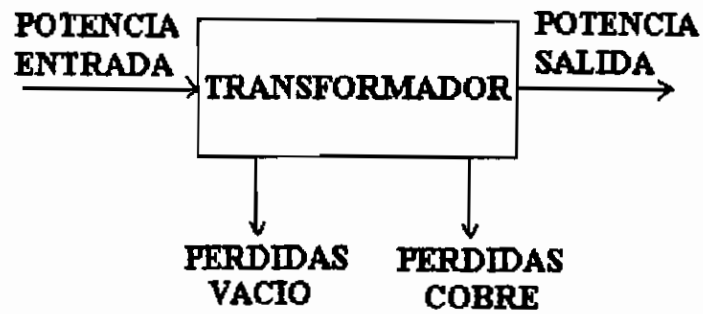


Figura 4.4: Relaciones de potencia en un transformador.

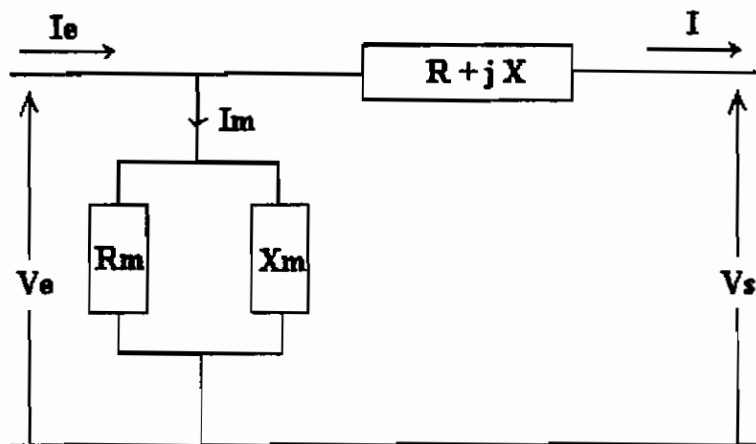


Figura 4.5: Modelo eléctrico de un transformador de potencia.

donde:

- $I_e$  : Corriente de entrada (A).
- $I$  : Corriente de salida (A).
- $V_e$  : Tensión de entrada (V).
- $V_s$  : Tensión de salida (V).
- $R$  : Resistencia serie ( $\Omega$ )  $\rightarrow$  Relacionada con las pérdidas en el cobre.

- X** : Reactancia serie ( $\Omega$ ).  
**R<sub>m</sub>** : Resistencia derivación ( $\Omega$ ) → Relacionada con las pérdidas en el hierro.  
**X<sub>m</sub>** : Reactancia derivación ( $\Omega$ ).  
**I<sub>m</sub>** : Corriente asociada con la excitación del transformador (A).

El modelo eléctrico mostrado es válido para transformadores monofásicos y transformadores trifásicos (o bancos de transformadores monofásicos) en los que las 3 fases estén igualmente cargadas.

Las pérdidas en el cobre o dependientes de la carga están dadas por:

$$P_L = I^2 R \quad (4.5)$$

donde:

- P<sub>L</sub>** : Pérdidas de potencia en el cobre o pérdidas en carga (W).  
**I** : Corriente de carga (A).

Si se dispone de información de pérdidas a potencia nominal, el valor de pérdidas para otra condición de carga se encuentra como:

$$P_L^j = P_L^i \left( \frac{S^j}{S^i} \right)^2 \quad (4.6)$$

donde:

- P<sub>L</sub><sup>j</sup>** : Pérdidas en el cobre (W) para una carga S<sup>j</sup> (VA).  
**P<sub>L</sub><sup>i</sup>** : Pérdidas en el cobre (W) para carga nominal S<sup>i</sup> (VA).

Las pérdidas asociadas con el hierro o en vacío están dadas por:

$$P_L^v = \frac{V_e^2}{R_m} \quad (4.7)$$

donde:

$P_L^v$  : Pérdidas de vacío (W).

En los sistemas eléctricos los valores de tensión generalmente se encuentran cerca del valor nominal y su variación es relativamente pequeña ( $\approx 2 - 5\%$ ); por esta razón las pérdidas en el hierro se consideran constantes en primera aproximación.

Si se desea mayor exactitud se puede recurrir a gráficas como la de la figura 4.6, que muestra la variación de las pérdidas en el hierro como una función de la tensión, o en su defecto se puede utilizar la relación:

$$P_L^{jv} = P_L^v \left(\frac{V^j}{V^i}\right)^2 \quad (4.8)$$

donde:

$P_L^{jv}$  : Pérdidas en vacío (W) para una tensión  $V^j$  (V).

$P_L^{iv}$  : Pérdidas en vacío (W) para una tensión  $V^i$  (V).

Las pérdidas de potencia totales de un transformador son la suma de las pérdidas en vacío y de las pérdidas por carga.

El **Rendimiento** de un transformador está determinado por la razón de la potencia de salida a la potencia de entrada expresada en tanto por ciento; es decir, el rendimiento es:



$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} * 100 \quad (4.9)$$

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de salida} + \text{Pérdidas}} * 100 \quad (4.10)$$

$$\eta = \frac{\text{Potencia de entrada} - \text{Pérdidas}}{\text{Potencia de entrada}} * 100 \quad (4.11)$$

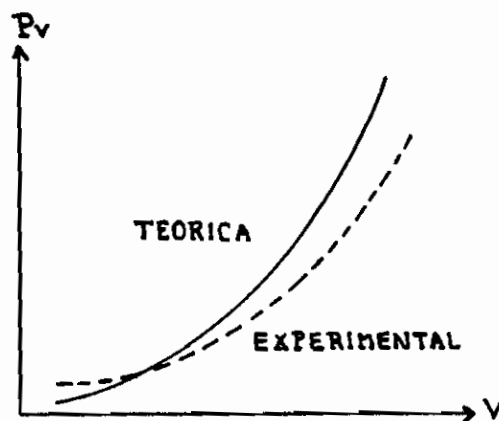


Figura 4.6: Pérdidas en vacío en un transformador, en función de la tensión aplicada.

Las pérdidas correspondientes a la temperatura de trabajo de  $75^{\circ}\text{C}$  están formadas por las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas en el núcleo y las pérdidas en el cobre de los devanados; las pérdidas mecánicas que se encuentran en otros tipos de máquinas electromagnéticas no existen aquí, puesto que no existen partes móviles. Por tanto, el rendimiento de los transformadores es en general muy elevado, siendo mayor en unidades de grandes características nominales que en las pequeñas. El conocimiento del rendimiento es en sí mismo de menor importancia que las propias pérdidas, por lo que es práctica en la

actualidad especificar las pérdidas en vacío y las pérdidas a plena carga en lugar del rendimiento para una carga dada [18][20].

## **4.2 METODOLOGIA DE ESTIMACION DE PERDIDAS.**

En esta sección se describen las metodologías y los procedimientos básicos utilizados frecuentemente en la estimación de pérdidas técnicas en el sistema de transmisión y subtransmisión.

Las pérdidas técnicas presentes en los subsistemas de transmisión corresponden a pérdidas dependientes de la demanda (efecto Joule) del sistema, y pérdidas independientes de la demanda (vacío y efecto corona) del sistema, las mismas que se encuentran distribuidas en las líneas de transmisión y subtransmisión y en el transformador correspondiente.

### **4.2.1 PERDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION.**

Las pérdidas de potencia del sistema de transmisión y subtransmisión se obtienen mediante flujos de potencia, que dan como resultado voltajes en todos los nodos del sistema; y utilizando datos de los fabricantes de los equipos que conforman el sistema de transmisión. La estimación de pérdidas de energía puede realizarse de varias maneras. Una de ellas requiere la integración de los valores de potencia en el tiempo, o el sumatorio respectivo.

#### **4.2.1.1 FLUJO DE POTENCIA.**

Para el análisis de pérdidas técnicas del Sistema Eléctrico de Transmisión del país, se dispone del programa de flujo de potencia Interactive Power System Simulator—PSS/E (PTI) para sistemas enmallados, el mismo que es de propiedad del CENACE y fue facilitado para la realización del presente análisis de pérdidas [10]. Este programa utiliza el método de Newton-Raphson o el método desacoplado y permite efectuar simulaciones del

sistema incluyendo nodos de voltaje controlado y control de reactivos en las plantas generadoras [26].

De la misma manera se puede simular transformadores con cambiadores de tomas automáticos y controlar el voltaje en ciertos nodos por lo que este programa es una herramienta ampliamente utilizada en el análisis de los sistemas eléctricos. Para su utilización, se requiere de la siguiente información general del sistema, la misma que se obtuvo en las diferentes direcciones del INECEL:

- Diagrama unifilar del sistema de potencia donde se muestran generadores, compensadores sincrónicos, reactores, capacitores, transformadores, líneas de transmisión y cargas.
- Parámetros eléctricos del sistema representados por sus circuitos equivalentes de secuencia positiva, con sus valores propios de impedancia expresados en por unidad.
- Características de los diferentes barrajes del sistema (generación, carga, etc.). En general, los circuitos de distribución y cargas pequeñas no se indican en detalle, pero se toman en cuenta como cargas concentradas en las barras de la subestación.
- Valor de la demanda (activa y reactiva) en cada punto del sistema. Puesto que la demanda de potencia varía con la hora del día, de día a día, mes a mes o de año en año, se seleccionan tres condiciones particulares: máxima, media y mínima demandas.

El Programa proporciona los siguientes resultados:

- Voltajes por barra en p.u. y absolutos.
- Angulo de voltaje.
- Potencia activa y reactiva de generación de la barra oscilante.
- Potencia activa y reactiva de entrada y salida a cada barra.
- Corriente de línea en %.

- Cuadro resumen de pérdidas por niveles de voltaje.

La calidad de los resultados del flujo de potencia (valores de tensión, pérdidas del sistema) depende en gran parte de la validez de la información de entrada al programa computacional. Para la realización del análisis de pérdidas, primeramente se deberá ingresar todos los datos de entrada que el programa computacional requiere (resistencia, reactancia, potencia de carga, etc, tanto de líneas como de transformadores y datos de potencia generada) procediendo luego a realizar las corridas necesarias de acuerdo a la condición de carga a ser analizada, para finalmente obtener las pérdidas de potencia en los diferentes estados de demanda del sistema.

La figura 4.7 muestra los pasos básicos en la estimación de pérdidas técnicas.

La información de *ESTIMACION DE DEMANDA* es proporcionada por el INECEL, para las diferentes condiciones de carga.

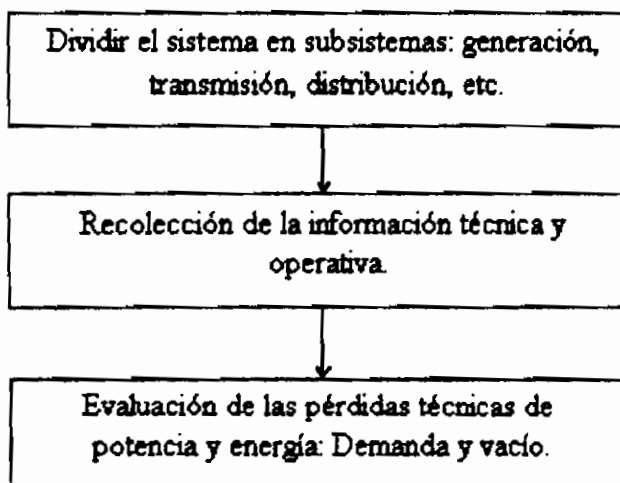


Figura 4.7: Pasos básicos en la estimación de pérdidas técnicas [22].

#### 4.2.1.2 PERDIDAS EN LINEAS DE TRANSMISION.

Para la obtención de las pérdidas de potencia en líneas de transmisión existen dos alternativas:

- Es necesario conocer los parámetros de la línea (resistencia por unidad de longitud y su longitud) y el flujo de corriente por ella [10][12], se conocen las pérdidas en potencia activa.
- Otra forma de conocer las pérdidas activas en una línea de transmisión consiste en restar a la potencia dirigida a la línea por el barraje de envío, la recibida en el barraje destino de línea. Esta es la forma como se calculan las pérdidas en los flujos de potencia.

$$P_L = P_e - P_r \quad (4.12)$$

donde:

- $P_L$  : Pérdidas de potencia en la línea.
- $P_e$  : Potencia dirigida a la línea por el barraje de envío.
- $P_r$  : Potencia recibida en el barraje destino de línea.

Como sea, para calcular las pérdidas en un elemento de red, es necesario conocer el flujo de potencia por ese elemento.

#### 4.2.1.3 PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Primeramente, se debe obtener la información referente a las pérdidas en el hierro y en el cobre de los transformadores que conforman el subsistema de transmisión y subtransmisión. Para obtener las pérdidas de potencia de los transformadores existen dos posibilidades:

- Realizar el mismo procedimiento que para las líneas de transmisión, en el caso de que en el flujo de potencia del sistema se haya considerado la resistencia correspondiente a cada transformador.
- Para el caso de que se haya representado el transformador considerando únicamente la reactancia de secuencia positiva y se haya despreciado a la resistencia por las razones expuestas anteriormente, se deberá obtener la potencia que fluye por los transformadores a partir de los flujos de potencia simulados, la misma que deberá emplearse para obtener las pérdidas de potencia en esta nueva condición de carga, considerando los datos de rendimientos y pérdidas de potencia nominales tanto en el cobre como el hierro proporcionados por los fabricantes, mediante la siguiente ecuación:

$$P_L^j = P_L^i \left( \frac{S^j}{S^i} \right)^2 \quad (4.13)$$

donde:

$P_L^j$  : Pérdidas en el cobre (W) para una carga  $S^j$  (VA).

$P_L^i$  : Pérdidas en el cobre (W) para carga nominal  $S^i$  (VA).

Las pérdidas de potencia totales de los transformadores están dadas por la siguiente ecuación:

$$P_L^P = P_L^v + P_{cu} (F_U)^2 \quad (4.14)$$

donde:

$P_L^P$  : Pérdidas totales de potencia del transformador.

$P_L^v$  : Pérdidas en el hierro del transformador a la tensión nominal.

$P_{cu}$  : Pérdidas en el cobre del transformador a la carga nominal.

$F_U$  : Factor de utilización del transformador, o sea la relación entre una carga cualquiera y la capacidad nominal.

$$F_U = \left(\frac{S'}{S''}\right)^2 \quad (4.15)$$

$P_V^L$  y  $P_{cu}$  se obtienen de valores encontrados en las pruebas realizadas por los fabricantes a dichos transformadores en condiciones de carga nominales.

#### 4.2.2 PERDIDAS DE ENERGIA.

La estimación de las pérdidas de energía en las líneas y los transformadores pueden hacerse de dos maneras:

- Utilizando la curva de duración de carga.
- Empleando el factor de pérdidas.

La forma más exacta de calcular las pérdidas de energía es conociendo la curva de duración de carga del sistema, lo que no es fácilmente obtenible en la mayoría de los sistemas eléctricos. Las pérdidas de energía es este caso están dadas por:

$$L = \int_0^T P_L(t) dt \quad (4.16)$$

donde:

- L : Pérdidas de Energía.
- T : Periodo de tiempo considerado para el análisis.
- $P_L(t)$  : Pérdidas de potencia para cada valor de la curva de duración de carga.

Esto significa que deben calcularse las pérdidas para diferentes valores ( $P_{Di}$ ) de la demanda según la forma de la *Curva de Duración* [22] y luego multiplicarlas por el tiempo durante el cual se presenta esa demanda. La energía perdida es entonces:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (4.17)$$

donde:

- L : Pérdidas de energía (Wh).
- $P_{Lk}$  : Pérdidas de potencia presentes con la demanda  $P_{Dk}$ .
- N : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.
- $\Delta T_k$  : Número de horas que dura la demanda  $P_{Dk}$ .
- k : Subíndice que indica el intervalo de tiempo para el cual se realiza el cálculo.

La otra manera de estimar las pérdidas de energía es a través del factor de pérdidas ( $F_L$ ). El factor de pérdidas es la relación entre las pérdidas promedio y las pérdidas pico durante un período de tiempo dado o sea:

$$F_L = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{RI^2(t)dt}{RI_p^2} \quad (4.18)$$

o sea:

$$F_L = \frac{L}{P_L^p T} \quad (4.19)$$

De esta forma la energía perdida es igual a:

$$L = F_L P_L^p T \quad (4.20)$$

donde:

- L : Pérdidas de Energía.



$F_L$  : Factor de pérdidas.

$T$  : Tiempo.

La determinación y estimación de las pérdidas de energía (MWh) en el sistema de transmisión se realizó utilizando la primera metodología, es decir empleando el concepto de la curva de duración de la carga representada en tres escalones correspondientes a las demandas máxima, media y mínima. Utilizando la metodología descrita para la estimación de pérdidas de energía, se deben seguir los siguientes pasos:

- Procesamiento de la información técnica del sistema de transmisión.
- Determinar las pérdidas de potencia utilizando los procedimientos descritos anteriormente mediante el uso de flujos de potencia para tres condiciones de demanda (máxima, media y mínima).
- Evaluar las pérdidas de energía utilizando el concepto de la curva de duración de la carga a partir de las pérdidas de potencia obtenidas en el punto anterior para cada escalón de demanda analizado.

#### **4.3 EVALUACION DE PERDIDAS TECNICAS EN SISTEMA DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION.**

La metodología propuesta en la sección anterior permite evaluar las pérdidas técnicas correspondientes al sistema de transmisión y subtransmisión. El valor de las pérdidas de energía se puede calcular a partir de los valores estimados de las pérdidas de potencia. Una vez conocidos los valores de demanda momentáneos en los diferentes puntos del sistema se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas de potencia utilizando un flujo de potencia, para posteriormente a partir de estos valores calcular el valor de las pérdidas de energía.

## 4.3.1 BALANCE DE ENERGIA.

Con el fin de realizar el diagnóstico de pérdidas del sistema eléctrico se efectuó el análisis de los datos estadísticos y de los balances energéticos suministrados por INECEL del período 1988-1998 referentes a generación, consumos propios, compras y ventas de energía. Los resultados del análisis de los datos estadísticos del Sistema de Transmisión Ecuatoriano a partir de los balances energéticos del período 1988-1998 se presentan en la tabla 4.1 por año, indicando las pérdidas globales de energía en magnitud (MWh) y porcentaje con relación a la energía disponible. Igualmente se presenta en esta tabla algunos indicadores para el Sistema Nacional Interconectado.

<b>BALANCE DE ENERGIA (GWh)</b>											
<b>DESCRIPCION</b>	<b>1998</b>	<b>1997</b>	<b>1996</b>	<b>1995</b>	<b>1994</b>	<b>1993</b>	<b>1992</b>	<b>1991</b>	<b>1990</b>	<b>1989</b>	<b>1988</b>
<b>Generación Bruta</b>											
Hidráulica									4367.8	4168.0	4080.0
Térmica									845.5	389.8	367.5
<b>Total</b>	<b>11169.5</b>	<b>10642.0</b>	<b>9628.4</b>	<b>8439.8</b>	<b>8116.8</b>	<b>7131.1</b>	<b>6451.9</b>	<b>5837.4</b>	<b>5213.3</b>	<b>4557.8</b>	<b>4447.5</b>
<b>Consumo Propio</b>											
Hidráulica									20.9	18.8	21.6
Térmica									58.5	31.2	34.1
<b>Total</b>	<b>477.3</b>	<b>400.7</b>	<b>336.5</b>	<b>282.5</b>	<b>237.2</b>	<b>199.2</b>	<b>167.2</b>	<b>140.4</b>	<b>79.4</b>	<b>50.0</b>	<b>55.7</b>
<b>Energía Disponible</b>	<b>10692.2</b>	<b>10241.3</b>	<b>9292.0</b>	<b>8157.3</b>	<b>7879.6</b>	<b>6931.9</b>	<b>6284.7</b>	<b>5697.0</b>	<b>5133.9</b>	<b>4507.8</b>	<b>4391.8</b>
<b>Ventas</b>											
Energía Facturada									4813.9	4261.0	4184.7
Proces. Combustible									87.9	65.6	34.9
<b>Total Energía entregada</b>	<b>10268.1</b>	<b>9829.9</b>	<b>8907.3</b>	<b>7830.3</b>	<b>7560.0</b>	<b>6627.3</b>	<b>6005.2</b>	<b>5441.6</b>	<b>4901.8</b>	<b>4326.6</b>	<b>4219.6</b>
<b>Pérdidas Transmisión</b>	<b>424.1</b>	<b>411.3</b>	<b>384.7</b>	<b>327.0</b>	<b>319.6</b>	<b>304.6</b>	<b>279.4</b>	<b>255.4</b>	<b>232.1</b>	<b>181.2</b>	<b>172.2</b>
<b>Porcentaje de Pérdidas (%)</b>	<b>4.0</b>	<b>4.0</b>	<b>4.1</b>	<b>4.0</b>	<b>4.1</b>	<b>4.4</b>	<b>4.4</b>	<b>4.5</b>	<b>4.5</b>	<b>4.0</b>	<b>3.9</b>
<b>Demanda (MW)</b>	<b>1940.0</b>	<b>1861.8</b>	<b>1750.9</b>	<b>1590.8</b>	<b>1510.3</b>	<b>1358.9</b>	<b>1222.6</b>	<b>1100.0</b>	<b>982.0</b>	<b>891.3</b>	<b>813.0</b>
<b>Factor de carga</b>	<b>62.9</b>	<b>62.8</b>	<b>60.6</b>	<b>58.5</b>	<b>59.6</b>	<b>58.2</b>	<b>58.7</b>	<b>59.1</b>	<b>59.7</b>	<b>57.7</b>	<b>61.7</b>

Nota: Información obtenida en INECEL: DIPLAT, DISCOM y Ref. [23], procesada y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla 4.1: Balance Energético 1988-1998 del Sistema de Transmisión.

Los resultados indican que el porcentaje de pérdidas ha venido disminuyendo en los últimos dos años, pasando del 4.1% (de la generación neta) en 1996 al 4.0% en 1997, lo que representa una disminución promedio del 2.5% anual. Igualmente en los períodos comprendidos entre 1993-1995 y 1991-1992 las pérdidas presentaron una disminución del

4.9% y del 2.3% promedio anual respectivamente, pasando del 4.4% en 1993 al 4.0% en 1995 y del 4.5% en 1991 al 4.4% en 1992. En los periodos comprendidos entre 1988-1990 y 1995-1996 se presentó un incremento promedio del 7.4% y del 2.5% anual respectivamente, pasando del 3.9% en 1988 al 4.5% en 1990 y del 4.0% en 1995 al 4.1% en 1996.

En la figura 4.8 se presenta el comportamiento histórico de las pérdidas de INECEL comparadas con la energía disponible, tomando como base (p.u.) el año 1988.

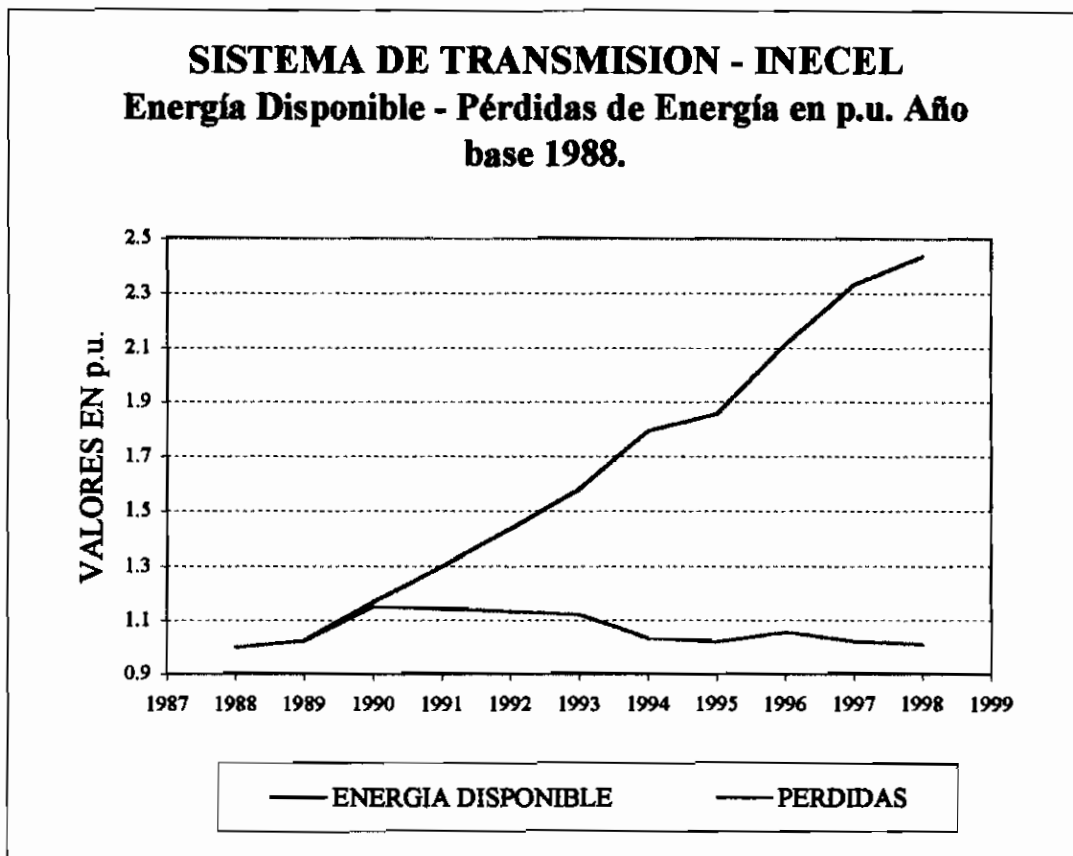


Figura 4.8: Sistema de Transmisión. Energía Disponible – Pérdidas de Energía [13][23].

Con el propósito de poder desagregar las pérdidas del año 1998 en sus diferentes componentes, se realizaron simulaciones mediante flujos de potencia para el sistema de

transmisión y subtransmisión, en condiciones de demanda máxima, media y mínima, utilizando la información sobre demandas (máxima, media y mínima) suministrada por INECEL para cada Empresa Eléctrica. La demanda media equivale al 72% (promedio) de la demanda máxima y la demanda mínima es el 50% (promedio) de la demanda máxima. Los despachos de las plantas fueron también suministrados por INECEL.

#### **4.3.2 EVALUACION DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA.**

La metodología propuesta en el apartado anterior, permite realizar la evaluación de las pérdidas de potencia para el sistema en análisis. Con la información sobre características y parámetros del sistema eléctrico de transmisión y los datos de generación por planta y demandas por subestación, se realizaron corridas de flujos de potencia en condiciones de demanda máxima, media y mínima, incluyendo dentro de la representación del sistema únicamente la reactancia de los transformadores. Posteriormente para la evaluación de las pérdidas de potencia en transformadores se deberá seguir el procedimiento descrito en el apartado 4.2.1.3. De este análisis se obtuvieron las pérdidas de potencia (MW) en líneas y transformadores en demanda máxima, media y mínima.

La metodología incluye el cálculo de pérdidas en:

- Transformadores elevadores 13.8/138 KV, 13.8/230 KV.
- Líneas de 230 KV.
- Transformadores reductores 230 / 138 , 320/69, 138/69 KV.
- Líneas de 138 KV.
- Transformadores reductores 138 / 69 KV.
- Líneas 69 KV.
- Transformadores reductores 69 / 13.8 KV.

Aplicando los procedimientos y metodologías de estimación de pérdidas técnicas en sistemas de transmisión propuesta anteriormente y realizando los análisis respectivos, se

obtuvieron las pérdidas de potencia (MW) en líneas y transformadores en demanda máxima, media y mínima.

La previsión de las demandas de potencia máxima, media y mínima del Sistema Nacional Interconectado (INECEL - Empresas Eléctricas) fue suministrada por el INECEL a través del CENACE [10][15].

DEMANDAS POR EMPRESA ELECTRICA A DICIEMBRE DE 1998 (MW)								
EMPRESA	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MINIMA		med / máx	mín / máx
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)		
EMELEC	570.5	31.2	494.8	37.7	330.5	36.2	86.7	57.9
E.E.QUITO	420.4	23.0	323.1	24.6	169.6	18.6	76.9	40.3
EMELMANABI	123.4	6.8	81.8	6.2	73.0	8.0	66.3	59.2
EMELGUR	86.4	4.7	61.5	4.7	53.9	5.9	71.2	62.4
E.CENTRO SUR	103.4	5.7	60.2	4.6	41.6	4.6	58.2	40.2
EMELORO	73.6	4.0	45.1	3.4	38.8	4.3	61.3	52.7
EMELNORTE	62.8	3.4	31.1	2.4	26.7	2.9	49.5	42.5
E.E.AMBATO	52.6	2.9	29.4	2.2	22.8	2.5	55.9	43.3
EMELESA	34.9	1.9	22.7	1.7	19.3	2.1	65.0	55.3
E.E.MILAGRO	55.6	3.0	35.3	2.7	31.5	3.5	63.5	56.7
E.E.RIOBAMBA	36.8	2.0	16.5	1.3	13.6	1.5	44.8	37.0
E.E.STO.DOMINGO	41.1	2.2	22.2	1.7	17.2	1.9	54.0	41.8
E.E.STA.ELENA	35.9	2.0	19.5	1.5	21.9	2.4	54.3	61.0
E.E.COTOPAXI	40.3	2.2	24.5	1.9	14.3	1.6	60.8	35.5
E.E.REGIONAL DEL SUR	34.4	1.9	15.4	1.2	12.9	1.4	44.8	37.5
EMELRIOS	34.8	1.9	21.4	1.6	18.2	2.0	61.5	52.3
E.E.BOLIVAR	9.8	0.5	3.7	0.3	2.8	0.3	37.8	28.6
E.E.AZOGUES	10.3	0.6	3.8	0.3	3.2	0.3	36.4	30.8
<b>TOTAL</b>	<b>1827.0</b>	<b>100.0</b>	<b>1312.0</b>	<b>100.0</b>	<b>911.8</b>	<b>100.0</b>	<b>71.8</b>	<b>49.9</b>

Nota: Información obtenida en INECEL: CENACE, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla 4.2: Demanda de potencia del Sistema Eléctrico Ecuatoriano-Empresas Eléctricas Interconectadas.

En la tabla 4.2, se indican las demandas máxima, media y mínima para cada Empresa Eléctrica. En esta tabla puede observarse que la demanda media equivale al 72% (promedio) de la demanda máxima y la demanda mínima es el 50% (promedio) de la demanda máxima. Los despachos de carga de las plantas fueron también suministrados por INECEL.

Para la demanda media se considera la demanda típica de las 11H00 y para la demanda mínima se considera la demanda típica de las 03H00. Al dividir los valores de demanda media y mínima para la demanda máxima se encuentra los factores de relación. La repartición de demandas por subestación, en los casos de demanda media y mínima, se obtuvo utilizando los factores de relación mencionados entre demandas media/máxima y mínima/máxima suministrada por INECEL (tabla 4.2).

Los resultados del análisis de pérdidas técnicas en el Sistema de Transmisión y Subtransmisión se presentan a continuación, indicando las pérdidas globales de energía en magnitud (MWh) y porcentaje con relación a la energía disponible. Los resultados indican que el porcentaje de pérdidas ha venido disminuyendo en los últimos años, pasando del 4.1% (de la generación neta) en 1996 al 3.85% en 1998. Con el fin de poder desagregar las pérdidas del año 1998 en sus diferentes componentes, se realizaron simulaciones mediante flujos de potencia para el sistema de transmisión, en condiciones de demanda máxima, media y mínima, utilizando la información sobre demandas (máxima, media y mínima), indicada en la tabla 4.2.

La curva de duración de carga para el sistema se representó en tres escalones, con duraciones de 1095 horas para la demanda máxima (3 hr/día), 3285 horas para la demanda media (9 hr/día) y 4380 horas para la demanda mínima (12 hr/día) [23].

Los resultados de pérdidas en transformadores para el Sistema Nacional Interconectado en 1998 se presentan en la tabla 4.3 discriminados en pérdidas en transformadores reductores, por niveles de voltaje y pérdidas en transformadores elevadores de plantas, incluyendo las pérdidas de potencia y energía en el núcleo y en el cobre.

TRANSFORMADOR	VOLTAJE (KV)	CAPACIDAD		PERDIDAS EN EL NUCLEO (KW)	PERDIDAS EN EL COBRE			PERDIDAS DE ENERGIA		
		MAXIMA (MVA)	NOMINAL (MVA)		D. MAXIMA (KW)	D. MEDIA (KW)	D. MINIMA (KW)	NUCLEO (MWh)	COBRE (MWh)	TOTAL (MWh)
TRANSMISION	230/138	2308.2	1385.0	746.3	934.3	862.7	609.5	6537.2	6526.5	13063.7
TRANSMISION	138/69	1673.1	1031.0	777.3	979.1	535.3	384.1	6809.4	4513.0	11322.4
TRANSF. PLANTAS	69/13.8	470.0	882.0	762.9	1214.4	673.1	250.1	6683.0	4636.4	11319.4
	230/13.8	635.0	810.0	454.0	1125.0	899.8	674.9	3977.0	7143.5	11120.6
	230/69	264.9	160.0	157.7	255.5	93.1	67.3	1381.5	880.2	2261.7
	138/6.6	40.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	138/13.8	1332.5	1284.0	908.0	1594.0	1058.6	731.0	7954.1	8424.6	16378.7
	138/46	161.0	261.0	265.0	615.7	489.5	156.2	2321.6	2966.4	5288.0
	138/23	0.0	20.0	15.4	38.8	26.4	8.3	134.9	165.5	300.4
	138/34.5	40.0	30.0	16.0	7.8	5.0	4.7	140.2	45.7	185.8
	TOTAL PLANTAS		2943.4	3477.0	2579.0	4851.0	3245.5	1892.5	22592.3	24262.4
TOTAL :		6924.7	5893.0	4102.6	6764.4	4643.5	2886.0	35938.9	35301.9	71240.8

Nota: Curva de carga (hr): PDmax: 1095; PDmed: 3285; PDmín: 4380.

Tabla obtenida en base a la información del INECEL: DOSNI, DEIC y procesada por el autor de la tesis.

Tabla 4.3: Pérdidas en Transformadores del Sistema Nacional Interconectado.

Las pérdidas en líneas de transmisión para 1998 se presentan en la tabla 4.4 discriminadas por nivel de tensión y separadas en pérdidas de potencia y de energía.

VOLTAJE (KV)	PERDIDAS DE POTENCIA (MW)			PERDIDAS DE ENERGIA (MWh)
	DEMANDA MAXIMA	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MINIMA	
230	38.30	22.30	12.90	171,696.0
138	29.40	19.20	13.20	153,081.0
69	2.10	2.80	1.10	16,315.5
<b>TOTAL:</b>	<b>69.80</b>	<b>44.30</b>	<b>27.20</b>	<b>341,092.5</b>

Nota: Tabla obtenida en base a la información de las tablas anteriores.

Tabla 4.4: Pérdidas en Líneas de Transmisión del Sistema Nacional Interconectado.

En la tabla 4.5 se presenta el resumen de pérdidas de potencia y energía para el Sistema Nacional Interconectado para el año de 1998, en magnitud y porcentaje, para cada elemento del sistema por nivel de voltaje.

COMPONENTE	PERDIDAS DE POTENCIA (MW)						PERDIDAS DE ENERGIA	
	DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MINIMA		ENERGIA	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(GWh)	(%)
LINEAS 230 KV	38.30	2.10	22.30	1.70	12.90	1.41	171.70	1.61
LINEAS 138 KV	29.40	1.61	19.20	1.46	13.20	1.45	153.08	1.43
LINEAS 69 KV	2.10	0.11	2.80	0.21	1.10	0.12	16.32	0.15
TRANSF. 230 KV	1.68	0.09	1.61	0.12	1.36	0.15	13.06	0.12
TRANSF. 138 KV	1.76	0.10	1.31	0.10	1.16	0.13	11.32	0.11
TRANSF. Plantas	7.43	0.41	5.82	0.44	4.47	0.49	46.83	0.44
<b>TOTAL:</b>	<b>80.67</b>	<b>4.42</b>	<b>53.04</b>	<b>4.04</b>	<b>34.19</b>	<b>3.75</b>	<b>412.31</b>	<b>3.86</b>

Tabla obtenida en base a la información de las tablas 4.3 y 4.4.

Tabla 4.5: Resumen de pérdidas de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado.



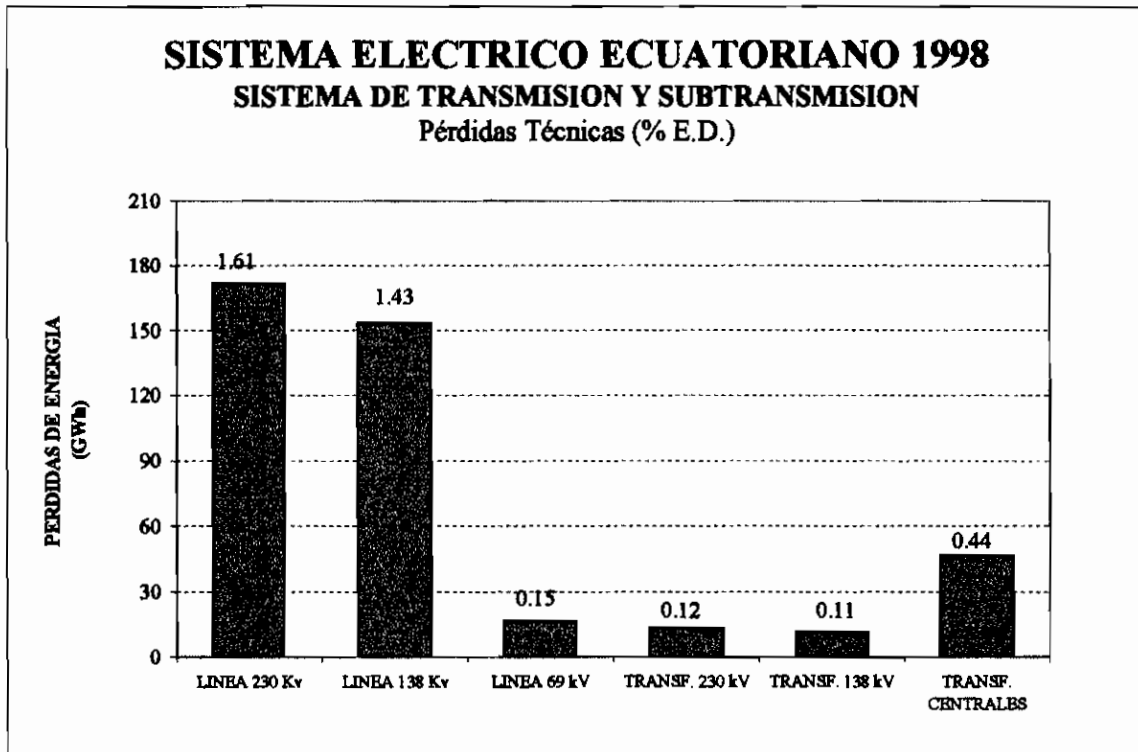


Figura 4.9: Pérdidas Técnicas de Energía del Sistema de Transmisión y Subtransmisión del S.N.I. Año 1998.

Los índices de pérdidas de potencia para cada condición de demanda, son determinados con relación a la demanda del S.N.I.:

Demanda máxima : 1827.0 MW.

Demanda media : 1312.0 MW.

Demanda mínima : 911.8 MW.

Los índices de pérdidas de energía, son obtenidos con relación a la energía disponible del sistema: 10692.2 GWh.

Las pérdidas totales en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano para 1998 son de 412.31 GWh, que representan el 3.86% de la generación neta del Sistema Nacional Interconectado. El

porcentaje de pérdidas del 3.86% se encuentra distribuido 1.61% en líneas de 230 KV, 1.43% en líneas de 138 KV, 0.15% en líneas de 69 KV, 0.12% en transformadores de 230 KV, 0.11% en transformadores de 138 KV y 0.44% en transformadores de las diferentes centrales eléctricas que conforman el sistema; esto se puede observar en la figura 4.9.

Las pérdidas de energía en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano están repartidas 82.73% en las líneas de transmisión y 17.27% en los transformadores de las subestaciones transformadoras de plantas y subestaciones reductoras (230/138, 230/69, 138/69 KV). De las pérdidas en las líneas, el 50.33% corresponde a las líneas de 230 KV, el 44.87% a las líneas de 138 KV y el 4.78% restante a las líneas de 69 KV.

Para los transformadores de las subestaciones el 65.76% de las pérdidas de energía se presenta en los transformadores de las plantas, el 18.34% en transformadores de 230 KV y el 15.89 restante en transformadores de 138 KV. Con relación a las pérdidas en el núcleo de los transformadores, estas representan el 50.47% del total de pérdidas en los transformadores y el 8.7% de las pérdidas totales del Sistema Nacional Interconectado.

En los Apéndices que se indican al final del trabajo, se presentan en detalle las tablas tanto de características de transformadores y líneas como de los resultados de la evaluación de pérdidas de potencia y energía, transformador por transformador y línea por línea de manera desagregada. Además, se presentan los resultados de los flujos de potencia realizados para la obtención de los resultados anteriores.

## **CAPITULO V**

### **PERDIDAS EN DISTRIBUCION.**

#### **5.1 FUNDAMENTO TEORICO.**

##### **5.1.1 PRELIMINARES.**

En el presente capítulo se presenta la evaluación de pérdidas en el sistema de distribución considerando básicamente la facturación y entrega de energía por parte del INECEL a cada una de la Empresas Eléctricas puesto que como se mencionó en los capítulos anteriores, la parte más importante dentro de los estudios de pérdidas es la evaluación, ya que permite diagnosticar y sacar conclusiones válidas sobre las condiciones del sistema y llegar a proponer mecanismos y acciones para lograr reducir las pérdidas. Adicionalmente se indica la evolución que las pérdidas de energía han tenido en los últimos años, es decir se presenta una estadística completa sobre el tema.

La definición de pérdidas, se resume en el gasto, consumo o merma de un bien, a partir del momento en que se devenga. Bajo este criterio, se busca poner en práctica todo el producto

en el mercado, con un mínimo de pérdidas en los procesos de fabricación, transporte, distribución y comercialización.

El porcentaje de pérdidas, es indicativo claro del estado de cualquier Empresa Eléctrica; de ahí que, si esta dentro de los rangos tolerables no es necesario ejercer mayor control, pero si alcanza niveles que le ponen en riesgo, es imprescindible a través de unidades especiales, implementar políticas que determinen las causas que originan estos resultados negativos y dar los correctivos y soluciones que permitan superarlas.

En el sector eléctrico dos son las fuentes de merma del producto: el sistema eléctrico y su comercialización.

El sistema eléctrico, en cada una de sus etapas funcionales consume energía eléctrica *Pérdidas Técnicas*, consumo que es mayor o menor, de acuerdo a la optimización en su concepción, planificación, construcción, operación y mantenimiento, uso de equipos y materiales, etc., es por esta razón que las pérdidas técnicas son el reflejo del estado de las características físicas de un sistema.

En la Comercialización, cualquier error u omisión en sus diferentes procesos *Pérdidas Negras*: atención a la clientela, instalaciones de responsabilidad de la Empresa Eléctrica, en el equipo de medición, en la lectura de consumo, en la digitación, en la facturación, en la aplicación de factores, etc.; unido a las acciones de los usuarios para ocultar el o parte del consumo, aportarán para que el porcentaje de pérdidas alcance niveles significativos; por esta razón las pérdidas negras o no técnicas son el reflejo de la efectividad de los sistemas de facturación, de la precisión de los equipos de medición empleados, de las dificultades de la Empresa Eléctrica para cobrar por el servicio prestado, del nivel de las tarifas, de la calidad del servicio, en fin, del grado de desarrollo de un país [14].

Los grupos de control de pérdidas nacen como una necesidad y con la función específica de determinar y corregir errores en las diferentes partes del sistema eléctrico, en los procesos de la comercialización, en la eficiencia de equipo, materiales, diseño,

construcción, operación y mantenimiento, etc., por lo que siempre encontrarán resistencia interna y externa; más aún si la gestión no responde a intereses de índole estrictamente empresarial.

La eficiencia de los grupos de control depende: del apoyo y confianza de los Organismos Directrices de la Empresa Eléctrica, de su idoneidad técnica y moral, de la capacitación permanente, de la asignación de recursos humanos y técnicos adecuados, de un marco legal adecuado que respalde sus acciones, del uso de equipos y materiales eficientes de alto rendimiento, bajo consumo y tecnología de vanguardia, si se sabe que el sector de la clientela existe y se aplica tecnologías avanzadas para ocultar el consumo de energía.

Si bien se asignan grupos para Control de Pérdidas, este control es tarea de todos, ya que el porcentaje de pérdidas en límites aceptables, marcará la eficiencia de la Empresa Eléctrica, caso contrario se hablará de ineficiencia de la administración y de los trabajadores, que debe ser corregida.

### **5.1.2 SISTEMA DE DISTRIBUCION.**

El sistema de distribución incluye todos los elementos de una explotación de energía eléctrica comprendidos entre el centro o centros de energía disponibles y los interruptores individuales de entrada a los abonados. El centro de distribución puede ser una estación generadora o una subcentral alimentada por líneas de transmisión.

La función del sistema de distribución es el suministro de energía eléctrica desde las estaciones generadoras a desde las subestaciones del sistema de transmisión (centro de producción o recepción) hasta los abonados, a los niveles de tensión y en las condiciones de regularidad exigidos por los diversos tipos de consumidores [18][19].

Un sistema típico de distribución está constituido por los siguientes elementos:

- Subsistema primario: líneas o redes primarias de distribución.

- Transformadores de la subestación de distribución.
- Subsistema secundario: líneas o redes secundarias.
- Condensadores.
- Cargas.

Dentro de estos elementos se encuentran: subcircuitos de transmisión trabajando a una tensión de 13 a 33 KV, que transportan la energía a las subestaciones de distribución; subestaciones de distribución, que transforman la energía a una tensión más baja para la distribución parcial, y regulan el voltaje aplicado a los centros de carga; circuitos primarios o alimentadores, que trabajan a una tensión de 2.4 a 13.8 KV, y suministran la carga a un sector geográfico bien definido; transformadores de distribución montados sobre postes o en sótanos situados próximos a los abonados, que convierten la energía a la tensión de servicio; circuitos secundarios para repartir la energía a lo largo de las calles o pasajes hasta la proximidad de los consumidores, y las acometidas para los abonados, desde los postes o pozos de empalme en la calle o pasaje hasta los interruptores de entrada a la instalación propia de los consumidores.

En la figura 5.1 se muestra un esquema básico de un subsistema de distribución en el que se representan sus principales elementos constitutivos.

Los sistemas primarios y secundarios están constituidos por líneas aéreas y / o subterráneas; por estas líneas circulan las corrientes necesarias para suplir la demanda de potencia. Inherentes a este proceso se presentan pérdidas de potencia asociadas principalmente con la resistencia de los conductores y con las corrientes que circulan:

$$P_L = I^2 R \quad (5.1)$$

donde:

I : Corriente que circula por el conductor (A).

R : Resistencia del conductor ( $\Omega$ ).

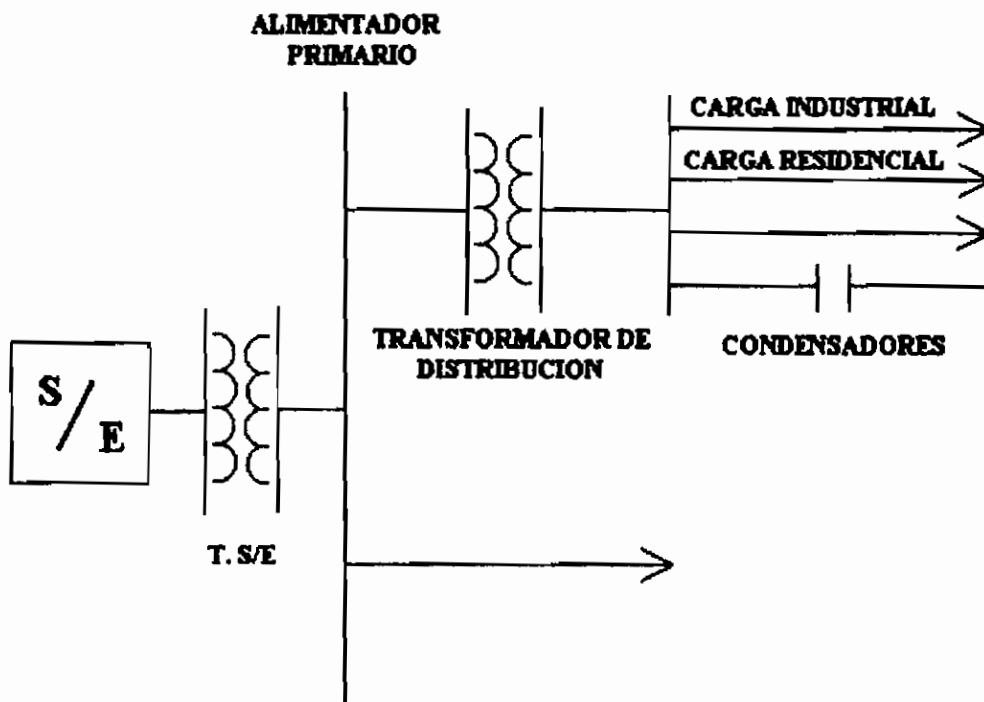


Figura 5.1: Subsistema de Distribución.

En los subsistemas de distribución, donde las tensiones son relativamente bajas (menores que 115 KV), las pérdidas de potencia por efecto corona suelen ser muy pequeñas, por lo que se desprecia tal efecto. Los valores de susceptancia a tierra (derivación) de la línea de distribución son muy pequeños, razón por la cual se suele despreciar. Con estas simplificaciones el modelo para representar una línea de distribución corresponde al mostrado en la figura 5.2.

En los sistemas de distribución los conductores utilizados son de diámetro pequeño, por lo cual su resistencia por unidad de longitud es grande. Debido a que las distancias entre conductores no son muy grandes, el valor de reactancia por unidad de longitud es pequeño.

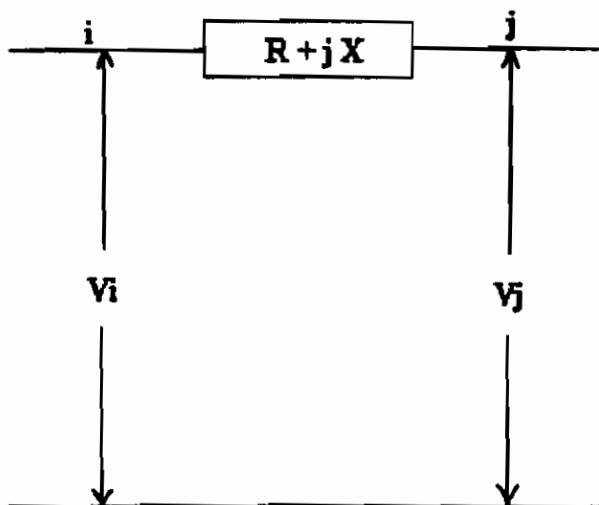


Figura 5.2: Línea de distribución [22].

Donde:

- $V_i$  : Tensión en el punto i (V).
- $V_j$  : Tensión en el punto j (V).
- R : Resistencia de la línea ( $\Omega$ ).
- X : Reactancia de la línea ( $\Omega$ ).

Por las razones anteriores es frecuente encontrar que los valores de resistencia pueden ser del mismo orden o mayores que los valores de reactancia, hecho que frecuentemente no sucede en los subsistemas de transmisión y que en algunas circunstancias es necesario recordar.

El modelo utilizado para los transformadores de distribución corresponde al descrito en el anterior capítulo en el numeral 4.1.3.2.



La nomenclatura utilizada representará las pérdidas por fase. Si se desea obtener las pérdidas totales, se debe multiplicar por el número de fases del sistema.

### 5.1.3 PERDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

Las características físicas de los sistemas eléctricos, hacen necesaria la diferenciación de las pérdidas de acuerdo a su dependencia de la demanda. Según esto, las pérdidas técnicas pueden ser de dos tipos:

- **Pérdidas en carga:** Pérdidas que dependen de la demanda, asociadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema y se deben físicamente al efecto Joule.
- **Pérdidas en vacío:** Pérdidas que no dependen o aproximadamente independientes de la carga del sistema y principalmente relacionadas con la tensión

Al realizar un balance de energía entre la energía demandada y la energía facturada se presenta una diferencia que se denomina pérdidas de energía. Estas pérdidas pueden tener como origen las siguientes causas:

- Unas pérdidas de energía por disipación calorífica en conductores y núcleos de transformadores (que necesariamente se presentan pero que en nuestros sistemas suelen estar por fuera de los niveles normales) y por otras causas físicas como el efecto corona. Estas son las llamadas "**Pérdidas Técnicas**".
- Unas pérdidas de energía que desde el punto de vista contable para la Empresa Eléctrica significa energía consumida por algún usuario pero no facturada. Estas se contabilizan dentro de las denominadas "**Pérdidas No Técnicas**" y entre sus principales orígenes pueden mencionarse: robos de energía y deficiencias en la medición y facturación.

Se consideran pérdidas de potencia las que están asociadas con las pérdidas técnicas y sus índices son significativamente mayores que los de energía.

## 5.2 METODOLOGIA DE ESTIMACION DE PERDIDAS.

En esta sección se describe la metodología y el procedimiento básico utilizado en la estimación de pérdidas técnicas en el sistema de distribución.

### 5.2.1 ESTIMACION DE PERDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

La determinación de qué porcentaje corresponde a las pérdidas técnicas y qué porcentaje a las no técnicas es un problema complejo y no sencillo, que hasta ahora ha encontrado soluciones limitadas y bastante aproximadas.

El procedimiento adoptado para realizar el análisis de estimación de las pérdidas de energía en el subsistema de distribución durante un período de tiempo, consiste en obtener información suficiente de las lecturas de la energía disponible suministrada al sistema y la energía que ha sido facturada a los usuarios que el INECEL entrega y factura a cada una de las Empresas Eléctricas que forman parte del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, y mediante ésta, obtener las pérdidas de energía correspondientes al sistema de distribución desde la subestación principal (energía disponible suministrada por INECEL) hasta el abonado (energía facturada por cada Empresa Eléctrica), así [11][13]:

$$\text{Pérdidas de energía} = \text{Energía disponible} - \text{Energía facturada} \quad (5.2)$$

Esta metodología tiene asociadas dos fuentes de error:

- a) La diferencia entre la energía disponible suministrada y la energía facturada incluye la energía utilizada por los usuarios pero no pagada como puede ser: Robo, lecturas erradas, aparatos descalibrados, etc.; es decir, incluye tanto pérdidas técnicas como no técnicas.

- b) Las lecturas de los aparatos de medida realizadas en los diversos puntos del sistema no se hacen simultáneamente, presentándose desfases de tiempo entre ellas de uno o dos meses, dependiendo de la periodicidad con que se efectúen.

Aún en el caso de que los resultados sean aceptables, es difícil localizar dónde ocurren las pérdidas para poder tomar medidas correctivas, ya que en este caso se tiene muy poca información al respecto siendo este el principal problema.

La metodología anterior incluye dentro de su análisis las pérdidas globales de energía del sistema en:

- Circuitos Primarios.
- Transformadores de subestación y distribución.
- Circuitos Secundarios.

### **5.3 EVALUACION DE PERDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION ECUATORIANO.**

Para evaluar las pérdidas de energía durante un período de tiempo correspondientes al sistema de distribución, se la realiza mediante la aplicación de la metodología propuesta en la sección anterior, es decir utilizando las lecturas de la energía disponible suministrada por INECEL y la energía que ha sido facturada a los usuarios por las Empresas Eléctricas (Balance de Energía), mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas de energía} = \text{Energía disponible} - \text{Energía facturada} \quad (5.3)$$

Una vez conocidos los valores absolutos de pérdidas de energía, se evalúa el porcentaje de pérdidas de energía con respecto a la energía disponible para cada Empresa Eléctrica que forma parte del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

## 5.3.1 BALANCE DE ENERGIA.

Con el fin de realizar el diagnóstico de pérdidas del Sistema Eléctrico de Distribución se efectuó el análisis de los datos estadísticos y de los balances energéticos suministrados por INECEL correspondientes al período 1991-1998 referentes a generación, consumos propios, compras y ventas de energía, energía disponible, energía facturada y porcentaje de pérdidas. Los resultados del análisis de los datos estadísticos del Sistema de Distribución Ecuatoriano a partir de los balances energéticos del período 1991-1998 se presentan en la tabla 5.1 año por año, indicando las pérdidas globales de energía en magnitud (MWh) y porcentaje con relación a la energía disponible. Igualmente se presenta en esta tabla algunos indicadores adicionales. Los datos del año 1998 son obtenidos basándose en proyecciones.

BALANCE DE ENERGIA								
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Generación Bruta (GWh) :	6,988.40	7,210.00	7,423.20	8,116.80	8,439.80	8,847.50	9,361.95	9,722.90
Energía Disponible (GWh):	6,477.86	6,757.93	7,013.14	7,655.71	7,999.99	8,800.34	9,317.52	9,675.59
Ventas de Energía (GWh) :								
Residencial	2,016.30	2,137.30	2,200.40	2,424.80	2,579.50	2,898.90	2,928.50	3,010.50
Comercial	770.60	804.60	806.90	944.40	955.50	1,086.80	1,226.90	1,298.50
Industrial	1,671.90	1,653.20	1,595.80	1,781.60	1,803.20	1,878.90	2,025.00	2,150.00
Otros	816.45	877.97	952.07	919.86	1,120.43	1,185.91	1,198.84	1,206.33
Total Ventas (GWh) :	5,275.25	5,473.07	5,555.17	6,070.66	6,458.63	7,050.51	7,379.24	7,665.33
Pérdidas de Energía (GWh):	1,202.61	1,284.86	1,457.97	1,585.05	1,541.36	1,749.83	1,938.28	2,010.26
Porcentaje de Pérdidas (%):	18.56	19.01	20.79	20.70	19.27	19.88	20.80	20.78
Demanda Máxima (MW) :	1,164.40	1,245.80	1,251.80	1,353.20	1,479.60	1,541.70	1,683.90	1,847.80
Factor de Carga(%):	63.51	61.92	63.95	64.58	61.72	65.16	63.17	59.77

Nota: Información obtenida en INECEL: DISCOM, DIPLAT, PROINCO y procesada por el autor de la tesis.

Tabla 5.1: Balance Energético 1991-1998 del Sistema de Distribución.

Los resultados indican que las pérdidas de energía expresadas como porcentajes de la energía disponible del sistema (porcentaje de pérdidas), han evolucionado en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano y cuya visualización se obtiene en la figura 5.3, en la misma que se

presenta el comportamiento histórico de las pérdidas anuales del sistema de distribución del país comparadas con la energía disponible, tomando como base (p.u.) el año 1991.

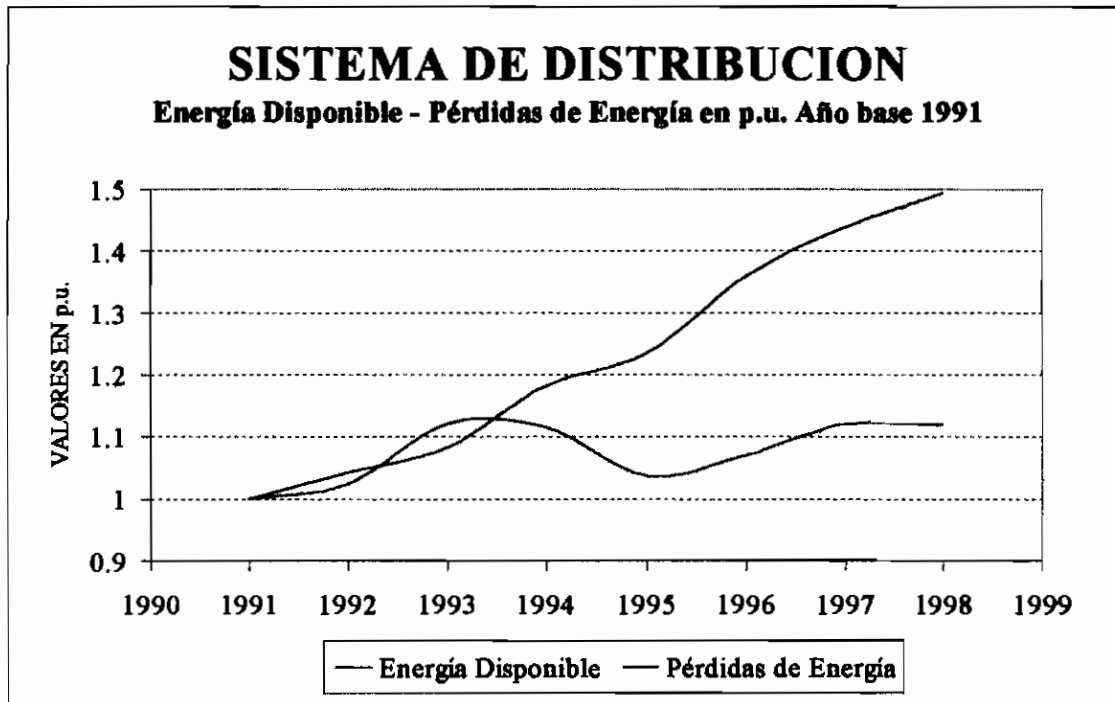


Figura 5.3: Sistema de Distribución. Energía Disponible – Pérdidas de Energía [13].

Los resultados, además, indican que el porcentaje de pérdidas de energía aumentó durante el período comprendido entre 1991 y 1993, pasando del 18.56% en 1991 al 20.79% en 1993, lo que representa un incremento promedio anual del 5.84%. En el período comprendido entre 1993 y 1995 se presentó una disminución del porcentaje pasando del 20.79% en 1993 al 19.27% en 1995, presentándose una disminución anual del 3.87%. En el período de 1995 a 1997 se presenta un incremento anual del 3.89%, pasando del 19.27% en 1995 al 20.8% en 1997.

Para el año de 1998 se espera obtener 2,010.26 GWh de pérdidas de energía, constituyendo el 20.78% de la energía disponible del sistema para ese año, equivalente a 9,675.59 GWh.

Además, se espera una ligera disminución anual del 0.096%, pasando del 20.8% al 20.78%. El presente análisis de pérdidas, no presenta una desagregación completa de las pérdidas técnicas del sistema de distribución, puesto que este análisis no es objetivo del trabajo realizado.

### **5.3.2 EVALUACION DE PERDIDAS GLOBALES DE ENERGIA.**

La metodología propuesta en el apartado anterior, permite realizar la evaluación de las pérdidas globales de energía para el sistema en análisis. Con la información sobre energía disponible y energía facturada, se obtiene las pérdidas de energía y sus índices respectivos.

En las tablas 5.2 y 5.3, se indican la energía disponible anual y la energía facturada anual del sistema respectivamente, para cada una de las Empresas Eléctricas que forman parte del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, las mismas que poseen información proyectada para los años 1998, 1999 y 2000.

En las tablas 5.4 y 5.5, se indican las pérdidas de energía en módulo (GWh) y en porcentaje (%) respectivamente. Estos porcentajes corresponden tanto a pérdidas técnicas como no técnicas del sistema.

Los valores desagregados de las pérdidas técnicas y no técnicas se presenta en los apartados siguientes de este mismo capítulo. En las tablas anteriores se puede observar la evolución que los índices de pérdidas de energía han tenido en el período comprendido entre 1991 y 1997 y las aproximaciones que tendrá para los años 1998 al 2000, para cada Empresa Eléctrica del país.

### **5.3.3 PERDIDAS TECNICAS Y NO TECNICAS DEL SISTEMA.**

En este apartado, se presenta valores desagregados de las pérdidas técnicas y no técnicas y sus respectivos índices, los mismos que se muestran en la tabla 5.6. La tabla 5.7, muestra información sobre índices porcentuales de pérdidas de energía para cada Empresa Eléctrica

EMPRESA	ENERGIA DISPONIBLE (GWh)									
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998 ^	1999 ^	2000 ^
AMBATO	176.44	178.46	185.66	207.39	199.37	232.77	252.45	254.77	267.29	279.82
AZOGUEZ	17.74	23.04	29.55	36.21	34.77	37.83	40.66	46.19	49.89	53.59
BOLIVAR	23.66	26.49	28.20	32.17	32.15	35.33	43.38	38.75	40.80	42.86
CENTRO SUR	279.86	307.58	320.10	351.94	348.22	402.26	434.22	446.39	470.70	495.00
COTOPAXI	106.97	110.91	112.68	136.92	136.46	142.05	165.51	167.59	176.94	186.29
EMELEC	2,234.12	2,364.33	2,457.99	2,584.02	2,720.31	2,829.78	3,005.82	3,137.20	3,268.59	3,399.97
EMELGUR	326.20	346.76	367.26	434.74	493.83	593.12	683.61	705.29	765.70	826.11
EMELMANABI	403.07	420.11	448.34	481.97	507.28	581.88	657.56	663.74	704.66	745.59
EMELNORTE	203.68	195.82	195.78	229.24	236.29	250.41	257.39	268.49	279.59	290.69
EMELORO	243.46	258.28	276.29	299.09	301.27	331.01	375.46	378.76	398.99	419.22
EMELRIOS	118.66	121.95	132.42	143.81	155.63	164.93	180.43	187.47	197.99	208.50
ESMERALDAS	125.22	129.38	138.48	141.23	145.18	165.87	166.24	173.48	180.72	187.96
MILAGRO	165.56	159.64	160.52	210.26	214.51	248.44	285.77	290.98	312.13	333.28
E.E. QUITO	1,610.00	1,640.00	1,658.00	1,804.00	1,870.00	2,021.02	2,056.28	2,138.88	2,221.49	2,304.09
REG. SUR	87.19	92.64	101.08	110.66	120.62	131.48	143.31	156.21	170.27	185.59
RIOBAMBA	125.56	130.57	125.96	136.67	141.94	157.29	162.51	165.82	172.26	178.70
SANTA ELENA	112.47	122.50	134.49	154.07	171.61	190.76	198.97	231.96	228.95	243.93
STO. DOMINGO	101.68	110.80	118.78	133.40	136.69	161.90	166.55	177.79	189.03	200.27
SUCUMBIOS	16.32	18.67	21.56	27.92	33.86	36.97	41.40	45.83	50.27	54.70
<b>TOTAL</b>	<b>6,477.86</b>	<b>6,757.93</b>	<b>7,013.14</b>	<b>7,655.71</b>	<b>7,999.99</b>	<b>8,715.10</b>	<b>9,317.52</b>	<b>9,675.59</b>	<b>10,146.26</b>	<b>10,636.16</b>

^ DATOS ESTIMADOS

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla 5.2: Energía Disponible suministrada por INECEL a las Empresas Eléctricas del Sistema Nacional Ecuatoriano.

EMPRESA	ENERGIA FACTURADA (GWh)									
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998 ^	1999 ^	2000 ^
AMBATO	147.85	151.39	157.70	179.00	177.27	201.99	219.51	224.35	236.35	248.34
AZOGUEZ	13.27	19.10	23.89	30.28	30.85	34.41	37.28	42.67	46.59	50.50
BOLIVAR	21.46	23.38	19.81	24.41	25.04	25.92	29.30	28.75	29.91	31.07
CENTRO SUR	242.42	269.90	278.74	311.74	312.44	357.97	392.70	403.79	427.39	450.99
COTOPAXI	86.39	94.37	97.12	112.13	118.04	121.06	138.68	142.71	150.97	159.22
EMELEC	1,822.91	1,824.90	1,819.57	1,978.16	2,072.06	2,155.44	2,235.64	2,315.83	2,396.02	2,476.20
EMELGUR	262.56	281.76	296.81	342.99	405.28	494.25	546.40	573.57	623.04	672.50
EMELMANABI	322.26	329.44	349.18	348.49	377.04	421.17	466.35	465.36	488.35	511.33
EMELNORTE	172.51	168.90	168.87	190.05	202.56	220.31	223.32	233.64	243.95	254.27
EMELORO	190.06	209.60	215.44	235.82	252.11	270.59	298.93	308.26	325.59	342.92
EMELRIOS	92.45	95.72	104.76	112.71	119.27	127.81	134.10	141.50	148.77	156.04
ESMERALDAS	95.68	95.38	103.68	109.85	112.71	134.84	134.09	141.34	148.60	155.85
MILAGRO	123.91	123.96	120.60	156.41	164.10	188.56	208.02	215.79	230.97	246.15
E.E. QUITO	1,333.00	1,405.00	1,389.00	1,478.00	1,561.00	1,695.29	1,713.73	1,781.40	1,849.07	1,916.74
REG. SUR	69.66	76.94	83.80	92.78	102.09	111.68	120.16	130.97	142.76	155.61
RIOBAMBA	94.95	104.79	108.98	115.10	119.09	133.22	138.55	144.64	151.70	158.76
SANTA ELENA	87.03	94.60	103.77	126.10	149.39	169.36	174.66	190.29	205.91	221.53
STO. DOMINGO	83.89	89.36	95.92	107.89	114.51	136.65	139.83	149.86	159.89	169.93
SUCUMBIOS	12.99	14.58	17.53	18.75	23.08	25.99	27.99	30.61	33.24	35.86
<b>TOTAL</b>	<b>5,275.25</b>	<b>5,473.07</b>	<b>5,555.17</b>	<b>6,070.66</b>	<b>6,437.93</b>	<b>7,026.51</b>	<b>7,379.24</b>	<b>7,665.33</b>	<b>8,039.07</b>	<b>8,413.81</b>

^ DATOS ESTIMADOS

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla 5.3: Energía Facturada por Empresas Electricas del Sistema Nacional Ecuatoriano a los Abonados.



EMPRESA	PERDIDAS DE ENERGIA (GWh)									
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998 ^	1999 ^	2000 ^
AMBATO	28.59	27.07	27.96	28.39	22.10	30.78	32.94	30.42	30.94	31.48
AZOGUEZ	4.47	3.94	5.66	5.93	3.92	3.42	3.38	3.52	3.30	3.09
BOLIVAR	2.20	3.11	8.39	7.76	7.11	9.41	14.08	10.00	10.89	11.79
CENTRO SUR	37.44	37.68	41.36	40.20	35.78	44.29	41.52	42.60	43.31	44.01
COTOPAXI	20.58	16.54	15.56	24.79	18.42	20.99	26.83	24.88	25.97	27.07
EMELEC	411.21	539.43	638.42	605.86	648.25	674.34	770.18	821.37	872.57	923.77
EMELGUR	63.64	65.00	70.45	91.75	88.55	98.87	137.21	131.72	142.66	153.61
EMELMANABI	80.81	90.67	99.16	133.48	130.24	160.71	191.21	198.38	216.31	234.26
EMELNORTE	31.17	26.92	26.91	39.19	33.73	30.10	34.07	34.85	35.64	36.42
EMELORO	53.40	48.68	60.85	63.27	49.16	60.42	76.53	70.50	73.40	76.30
EMELRIOS	26.21	26.23	27.66	31.10	36.36	37.12	46.33	45.97	49.22	52.46
ESMERALDAS	29.54	34.00	34.80	31.38	32.47	31.03	32.15	32.14	32.12	32.11
MILAGRO	41.65	35.68	39.92	53.85	50.41	59.88	77.75	75.19	81.16	87.13
E.E. QUITO	277.00	235.00	269.00	326.00	309.00	325.73	342.55	357.48	372.42	387.35
REG. SUR	17.53	15.70	17.28	17.88	18.53	19.80	23.15	25.24	27.51	29.98
RIOBAMBA	30.61	25.78	16.98	21.57	22.85	24.07	23.96	21.18	20.56	19.94
SANTA ELENA	25.44	27.90	30.72	27.97	22.22	21.40	24.31	41.67	23.04	22.40
STO. DOMINGO	17.79	21.44	22.86	25.51	22.18	25.25	26.72	27.93	29.14	30.34
SUCUMBIOS	3.33	4.09	4.03	9.17	10.78	10.98	13.41	15.22	17.03	18.84
<b>TOTAL</b>	<b>1,202.61</b>	<b>1,284.86</b>	<b>1,457.97</b>	<b>1,585.05</b>	<b>1,562.06</b>	<b>1,688.59</b>	<b>1,938.28</b>	<b>2,010.26</b>	<b>2,107.19</b>	<b>2,222.35</b>

^ DATOS ESTIMADOS

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla 5.4: Pérdidas de Energía.

EMPRESA	PERDIDAS DE ENERGIA (%)									
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998 ^	1999 ^	2000 ^
AMBATO	16.20	15.17	15.06	13.69	11.08	13.22	13.05	11.94	11.58	11.25
AZOGUEZ	25.20	17.10	19.15	16.38	11.27	9.04	8.31	7.62	6.61	5.77
BOLIVAR	9.30	11.74	29.75	24.12	22.12	26.63	32.46	25.81	26.69	27.51
CENTRO SUR	13.38	12.25	12.92	11.42	10.28	11.01	9.56	9.54	9.20	8.89
COTOPAXI	19.24	14.91	13.81	18.11	13.50	14.78	16.21	14.85	14.68	14.53
EMELEC	18.41	22.82	25.97	23.45	23.83	23.83	25.62	26.18	26.70	27.17
EMELGUR	19.51	18.74	19.18	21.10	17.93	16.67	20.07	18.68	18.63	18.59
EMELMANABI	20.05	21.58	22.12	27.69	25.67	27.62	29.08	29.89	30.70	31.42
EMELNORTE	15.30	13.75	13.75	17.10	14.27	12.02	13.24	12.98	12.75	12.53
EMELORO	21.93	18.85	22.02	21.15	16.32	18.25	20.38	18.61	18.40	18.20
EMELRIOS	22.09	21.51	20.89	21.63	23.36	22.51	25.68	24.52	24.86	25.16
ESMERALDAS	23.59	26.28	25.13	22.22	22.37	18.71	19.34	18.53	17.77	17.08
MILAGRO	25.16	22.35	24.87	25.61	23.50	24.10	27.21	25.84	26.00	26.14
E.E. QUITO	17.20	14.33	16.22	18.07	16.52	16.12	16.66	16.71	16.76	16.81
REG. SUR	20.11	16.95	17.10	16.16	15.36	15.06	16.15	16.16	16.16	16.15
RIOBAMBA	24.38	19.74	13.48	15.78	16.10	15.30	14.74	12.77	11.94	11.16
SANTA ELENA	22.62	22.78	22.84	18.15	12.95	11.22	12.22	17.96	10.06	9.18
STO. DOMINGO	17.50	19.35	19.25	19.12	16.23	15.60	16.04	15.71	15.42	15.15
SUCUMBIOS	20.40	21.91	18.69	32.84	31.84	29.70	32.39	33.21	33.88	34.44
<b>TOTAL</b>	<b>18.56</b>	<b>19.01</b>	<b>20.79</b>	<b>20.70</b>	<b>19.53</b>	<b>19.38</b>	<b>20.80</b>	<b>20.78</b>	<b>20.77</b>	<b>20.89</b>

^ DATOS ESTIMADOS

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla 5.5: Porcentaje de pérdidas de Energía.

del sistema. Estas tablas contienen información para el período comprendido entre 1995 y 1997.

Los resultados obtenidos, indican que la Empresa Eléctrica que posee el mayor índice de pérdidas globales de energía para el año de 1997 es la Empresa Eléctrica Bolívar con el 32.46% de su energía disponible, mientras que la de menor índice es la Empresa Eléctrica Azoguez con el 8.31%. El mayor índice de pérdidas No Técnicas lo tiene la Empresa Eléctrica Bolívar con el 20.28%, mientras que la Empresa Eléctrica que tiene el menor índice es Cotopaxi con el 2.71% de su energía total disponible. El mayor índice de pérdidas Técnicas lo posee la Empresa Eléctrica Milagro con el 14.78% y la de menor índice es la Empresa Eléctrica Azoguez con el 5.36% de su energía total disponible.

Además, se puede notar que el porcentaje de pérdidas anuales del sistema para el período comprendido entre 1995 y 1996 ha disminuido en 0.72% pasando de 19.52% en 1995 a 19.38% en 1996, mientras que en el período comprendido entre 1996 y 1997 el índice de pérdidas de energía anual se incrementó en 7.32% pasando de 19.38% al 20.80% en 1997. La misma tendencia presenta tanto las pérdidas técnicas como no técnicas. Las pérdidas técnicas indican una disminución en el índice de pérdidas, pasando de 10.02% en 1995 a 9.90% en 1996 disminuyendo en 1.21% anual. El período comprendido entre 1996 y 1997 presenta un incremento, pasando de 9.90% en 1996 al 10.59% en 1997, incrementándose en 6.97% anual. Las pérdidas No Técnicas han sufrido una disminución en el índice de pérdidas en el período 1995-1996, pasando de 9.50% en 1995 a 9.48% en 1996 disminuyendo en 0.21% anual. El período comprendido entre 1996 y 1997 presenta un incremento, pasando de 9.48% en 1996 al 10.21% en 1997, incrementándose en 7.70% anual.

Los resultados también indican que en el último año (1997), la mayoría de Empresas Eléctricas han sufrido un incremento en sus respectivos índices de pérdidas de energía, excepto las siguientes: Empresa Eléctrica Ambato pasando del 13.22% al 13.05%, Empresa Eléctrica Azoguez del 9.04% al 8.31%, Empresa Eléctrica Centro Sur del 11.01% al 9.56% y Empresa Eléctrica de Riobamba del 15.30% al 14.74%.

PERDIDAS DE ENERGIA (GWh) 1995-1997												
EMPRESA	ENERGIA DISPONIBLE			PERDIDAS 1995 (GWh)			PERDIDAS 1996 (GWh)			PERDIDAS 1997 (GWh)		
	1995	1996	1997	TOTALES	TECNICAS	NO TECNICAS	TOTALES	TECNICAS	NO TECNICAS	TOTALES	TECNICAS	NO TECNICAS
AMBATO	199.37	232.77	252.45	22.10	19.94	2.16	30.78	23.28	7.50	32.94	24.91	8.03
AZOGUEZ	34.77	37.83	40.66	3.92	2.78	1.14	3.42	2.20	1.22	3.38	2.18	1.20
BOLIVAR	32.15	35.33	43.38	7.11	3.22	3.89	9.41	3.53	5.88	14.08	5.28	8.80
CENTRO SUR	348.22	402.26	434.22	35.78	24.40	11.38	44.29	28.20	16.09	41.52	26.44	15.08
COTOPAXI	136.46	142.05	165.51	18.42	15.53	2.89	20.99	17.48	3.51	26.83	22.34	4.49
EMELEC	2,720.31	2,829.78	3,005.82	648.25	272.03	376.22	674.34	282.98	391.36	770.18	323.20	446.98
EMELGUR	493.83	593.12	683.61	88.55	46.91	41.64	98.87	55.63	43.24	137.21	77.20	60.01
EMELMANABI	507.28	581.88	657.56	130.24	60.88	69.36	160.71	64.01	96.70	191.21	76.16	115.05
EMELNORTE	236.29	250.41	257.39	33.73	25.99	7.74	30.10	27.55	2.55	34.07	31.18	2.89
EMELORO	301.27	331.01	375.46	49.16	30.13	19.03	60.42	33.11	27.31	76.53	41.94	34.59
EMELRIOS	155.63	164.93	180.43	36.36	18.67	17.69	37.12	19.79	17.33	46.33	24.70	21.63
ESMERALDAS	145.18	165.87	166.24	31.91	13.07	18.84	31.03	14.93	16.10	32.15	15.47	16.68
MILAGRO	214.18	248.44	285.77	50.41	30.03	20.38	59.88	32.52	27.36	77.75	42.22	35.53
E.E. QUITO	1,870.00	2,021.02	2,056.28	309.00	182.92	126.08	325.78	197.66	128.12	342.55	207.83	134.72
REG. SUR	120.62	131.48	143.31	18.53	14.48	4.05	19.80	15.78	4.02	23.15	18.45	4.70
RIOBAMBA	141.94	157.29	162.51	22.85	12.77	10.08	24.07	14.16	9.91	23.96	14.10	9.86
SANTA ELENA	171.61	190.76	198.97	22.22	13.73	8.49	21.40	15.26	6.14	24.31	17.34	6.97
STO. DOMINGO	136.69	161.90	166.55	22.18	9.84	12.34	25.25	10.12	15.13	26.72	10.71	16.01
SUCUMBOS	33.86	36.97	41.40	10.78	4.06	6.72	10.98	4.44	6.54	13.41	5.42	7.99
<b>TOTAL</b>	<b>7,999.66</b>	<b>8,715.10</b>	<b>9,317.52</b>	<b>1,561.50</b>	<b>801.38</b>	<b>760.12</b>	<b>1,688.64</b>	<b>862.63</b>	<b>826.01</b>	<b>1,938.28</b>	<b>987.07</b>	<b>951.21</b>

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla 5.6: Pérdidas Técnicas y No Técnicas de Energía.

RESULTADOS DE BALANCE % PERDIDAS DE ENERGIA											
EMPRESA	PERDIDAS 1995 (%)			PERDIDAS 1996 (%)			PERDIDAS 1997 (%)			REDUCCION	
	TOTALES	TECNICAS	NO TECNICAS	TOTALES	TECNICAS	NO TECNICAS	TOTALES	TECNICAS	NO TECNICAS	95/96	96/97
AMBATO	11.08	10.00	1.08	13.22	10.00	3.22	13.05	9.87	3.18	-2.14	0.18
AZOGUEZ	11.27	8.00	3.28	9.04	5.82	3.22	8.31	5.36	2.95	2.23	0.73
BOLIVAR	22.12	10.02	12.10	26.63	9.99	16.64	32.46	12.18	20.28	-4.52	-5.82
CENTRO SUR	10.28	7.01	3.27	11.01	7.01	4.00	9.56	6.09	3.47	-0.74	1.45
COTOPAXI	13.50	11.38	2.12	14.78	12.31	2.47	16.21	13.50	2.71	-1.28	-1.43
EMELEC	23.83	10.00	13.83	23.83	10.00	13.83	25.62	10.75	14.87	0.00	-1.79
EMELGUR	17.93	9.50	8.43	16.67	9.38	7.29	20.07	11.29	8.78	1.26	-3.40
EMELMANABI	25.67	12.00	13.67	27.62	11.00	16.62	29.08	11.58	17.50	-1.94	-1.46
EMELNORTE	14.27	11.00	3.28	12.02	11.00	1.02	13.24	12.12	1.12	2.25	-1.22
EMELORO	16.32	10.00	6.32	18.25	10.00	8.25	20.38	11.17	9.21	-1.94	-2.13
EMELRIOS	23.36	12.00	11.37	22.51	12.00	10.51	25.68	13.69	11.99	0.86	-3.17
ESMERALDAS	21.98	9.00	12.98	18.71	9.00	9.71	19.34	9.31	10.03	3.27	-0.63
MILAGRO	23.54	14.02	9.52	24.10	13.09	11.01	27.21	14.78	12.43	-0.57	-3.10
E.E. QUITO	16.52	9.78	6.74	16.12	9.78	6.34	16.66	10.11	6.55	0.40	-0.54
REG. SUR	15.36	12.00	3.36	15.06	12.00	3.06	16.15	12.87	3.28	0.30	-1.09
RIOBAMBA	16.10	9.00	7.10	15.30	9.00	6.30	14.74	8.67	6.07	0.80	0.56
SANTA ELENA	12.95	8.00	4.95	11.22	8.00	3.22	12.22	8.71	3.51	1.73	-1.00
STO. DOMINGO	16.23	7.20	9.03	15.60	6.25	9.35	16.04	6.43	9.61	0.63	-0.45
SUCUMBIOS	31.84	11.99	19.85	29.70	12.01	17.69	32.39	13.10	19.29	2.14	-2.69
<b>TOTAL</b>	<b>19.52</b>	<b>10.02</b>	<b>9.50</b>	<b>19.38</b>	<b>9.90</b>	<b>9.48</b>	<b>20.80</b>	<b>10.59</b>	<b>10.21</b>	<b>0.02</b>	<b>-1.43</b>

NOTA: % de Pérdidas con respecto a la Energía Disponible.

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla 5.7: Porcentaje de Pérdidas Técnicas y No Técnicas de Energía.

En el Apéndice final, se presenta balances de energía para cada uno de los meses del año 1997, tomando en cuenta energía bruta, autoconsumos, compras, energía disponible, energía facturada, pérdidas de energía y porcentaje de pérdidas.

## **CAPITULO VI**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

#### **6.1 CONCLUSIONES.**

La realización del presente trabajo, debe servir no solamente para aclarar conocimientos sino también para ponerlo en práctica en la determinación de pérdidas de potencia y energía de cualquier sistema eléctrico.

- Los resultados obtenidos tanto en Pérdidas de Energía en Generación: 213.898 GWh equivalente al 1.969% de la energía de entrada disponible, como en Pérdidas de Energía en Transmisión y Subtransmisión: 412.31 GWh equivalente al 3.86% de la Energía total disponible, indican que los sistemas de generación, transmisión y subtransmisión no son el principal problema de pérdidas, ya que presentan valores que se encuentran dentro de los límites tolerables: 2.1% para sistemas de transmisión y 3.0% para subtransmisión. Este análisis, es producto de enfocar el tema por subsistemas, lo que permite sugerir alternativas específicas de reducción de pérdidas y

de la misma forma aplicar controles selectivos en cada fase del proceso de generación, transmisión y distribución de energía.

- El sistema de distribución presenta índices de pérdidas de en energía elevados, del 20.8% de la energía disponible en 1997 y se espera el 20.78% de la energía disponible para 1998 (ver tablas 5.5, 5.7); siendo éste la principal fuente de pérdidas de energía que hace que el Sistema Eléctrico Ecuatoriano sea ineficiente; por esta razón la reducción de pérdidas técnicas debe centrarse en este sistema (red primaria y transformadores de distribución en donde se concentra casi la mitad del total de las pérdidas). Para las pérdidas no técnicas se deberá efectuar un control continuo a los usuarios referidas a tarifa de demanda, mediciones periódicas en las acometidas, establecer normas de instalación de medidores y su equipo.
- La exactitud y validez de los resultados obtenidos dependen fundamentalmente de la exactitud y validez que presente la información recopilada y de las aproximaciones realizadas.
- La aplicación de los balances de energía por subsistemas o tomando en cuenta el nivel de voltaje, es de fundamental ayuda en la estimación de las pérdidas tanto de potencia y de energía.
- La gran diversidad de planeamientos existente entre una empresa eléctrica y otra, refleja el grado de desarrollo de las mismas, siendo éste el motivo principal para que existan diferencias radicales en los índices de pérdidas obtenidos, puesto que dicho planeamiento solamente existe en algunas empresas, siendo necesaria su creación.
- Uno de los objetivos principales de las grandes empresas productoras de energía y principalmente de las empresas eléctricas distribuidoras debe ser el de reducir y controlar las pérdidas de energía, siendo necesario crear la infraestructura necesaria y adecuada para lograr éste fin, realizando actividades paralelas tanto de planeamiento del sistema como del control de pérdidas, siendo necesario que cada empresa continúe



realizando actividades de diagnóstico de pérdidas tanto técnicas como no técnicas y realice los estudio y análisis necesarios para reducirlas basándose en criterios técnico-económicos puesto que en la reducción de pérdidas técnicas la inversión es alta y no necesariamente producen una buena rentabilidad para la empresa.

- El Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas de OLADE es solo una herramienta para el análisis y control de pérdidas, y las metodologías presentadas en él no son las únicas, existiendo diferentes métodos de estimación de pérdidas, sin embargo constituyó una gran ayuda para la realización de la presente tesis.
- El presente estudio de estimación de pérdidas de potencia y energía sería cubierto en su totalidad y de manera más eficiente y eficaz, si la información requerida para éste propósito fuera de fácil acceso lo cual no es posible por las limitaciones impuestas por el INECEL. En por esta razón que los datos obtenidos no son suficientes para la realización de un estudio total de pérdidas.

## 6.2 RECOMENDACIONES.

Para lograr disminuir los porcentajes de pérdidas del sistema de distribución ecuatoriano que desde varios años atrás se mantienen en porcentajes elevados que oscilan entre el 19 y 20%, será necesario:

- Preparar e impulsar estudios y programas de reducción de pérdidas de energía tanto en la parte técnica como comercial, que permitan lograr niveles de pérdidas normalmente aceptables que sean del 10% o menores y además, que apunten al uso óptimo de los recursos energéticos.
- Implementar políticas, procedimientos, metodologías de obtención de pérdidas, para lograr reducir los índices a nivele aceptables.

- 
- Cada Empresa Eléctrica efectúe un adecuado balance energético bajo un método unificado en el ámbito nacional a fin de determinar con exactitud el porcentaje de pérdidas técnicas y comerciales, precisando el consumo del alumbrado público.
  - Cada Empresa Eléctrica en función de sus particulares características, analice la conformación y dependencia estructural de las unidades de control de pérdidas, brindándole todo el apoyo para que realice una función eficiente y autónoma.
  - Realizar un trabajo de control de pérdidas que implique preparar e implementar una programación integral y continua de mejoramiento del sistema, control de los procesos de atención a la clientela, lectura, facturación, etc., siendo importante además la realización de un seguimiento continuo de la medición y medidores a los clientes más importantes, es decir los de mayor consumo.
  - Crear una unidad de control de pérdidas, adscrita directamente a la gerencia, que posea personal y equipos propios de medición y control, siendo además indispensable, el dotar a este equipo de trabajo de ayudas computacionales necesarias para que pueda culminar el trabajo eficazmente. Además, es necesario sensibilizar a todo el personal de ingeniería, en la importancia de reducir las pérdidas eléctricas. Adicionalmente, su estudio dará un conocimiento más profundo del sistema.
  - Se recomienda utilizar este trabajo de tesis y las metodologías de evaluación propuestas en el mismo, como una herramienta para la realización de posteriores análisis de pérdidas de potencia y energía, revisando y aplicando nuevas técnicas de estimación. Además, se deberá utilizar ayudas computacionales más sofisticadas, para de esta forma agilizar de mejor manera los estudios futuros a ser realizados.
  - Para la estimación de pérdidas de potencia, se pueden utilizar las siguientes herramientas de acuerdo con la información disponible: Flujo de Potencia, Estimación de Estado y Correlación con circuitos o sistemas similares

- Entre los principales procedimientos para el control de pérdidas técnicas de energía se recomiendan los siguientes: Cambio del calibre del conductor en alimentadores de distribución, ubicación de capacitores en redes de distribución, aumento del nivel de voltaje, cambio de capacidad en transformadores de distribución y reconfiguración del sistema en baja tensión.
- Las pérdidas en el sistema de transmisión, deberá tomarse en cuenta únicamente para la selección de los voltajes de operación de las líneas troncales. Este parámetro no es muy tomado en cuenta para la selección de la ubicación de subestaciones de transmisión puesto que su influencia es mínima.
- Para lograr ahorros de energía en sistemas de generación, se recomienda realizar análisis de dos aspectos principales: La optimización operativa de centrales existentes y la especificación y selección adecuada de instalaciones futuras.

# **APENDICE A.**

## **CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.**

CARACTERISTICAS DE GENERADORES DEL S.N.I.

TIPO UNIDAD	NOMBRE DE LA UNIDAD	N° BARRA	VOLT. (kV)	POTENCIA INSTALADA		Ep	RENDIMIENTO 100% DE CARGA (%)
				(MW)	(MVA)		
H	PAUTE-AB13.8	1	13.8	100.00	111.11	0.90	98.50
H	PAUTE-AB13.8	601	13.8	100.00	111.11	0.90	98.50
H	PAUTE-AB13.8	701	13.8	100.00	111.11	0.90	98.50
H	PAUTE-AB13.8	801	13.8	100.00	111.11	0.90	98.50
H	PAUTE-AB13.8	901	13.8	100.00	111.11	0.90	98.50
H	CUENCA 69.0	5	69.0	46.00	57.50	0.80	96.60
H	PAUTE-C 13.8	7	13.8	115.00	127.70	0.90	98.56
H	PAUTE-C 13.8	607	13.8	115.00	127.70	0.90	98.56
H	PAUTE-C 13.8	707	13.8	115.00	127.70	0.90	98.56
H	PAUTE-C 13.8	807	13.8	115.00	127.70	0.90	98.56
H	PAUTE-C 13.8	907	13.8	115.00	127.70	0.90	98.56
H	LOJA 69.0	15	69.0	5.00	5.88	0.85	95.10
T	MLAGRO 69.0	17	69.0	8.00	9.41	0.85	95.63
T	MACHALA169.0	22	69.0	10.00	11.76	0.85	96.00
T	S. ELENA 69.0	28	69.0	24.00	28.24	0.85	96.95
V	V-INEC-213.8(G. ZEVA1)	35	13.8	73.00	85.88	0.85	98.10
V	V-INEC-313.8(G. ZEVA2)	36	13.8	73.00	85.88	0.85	98.10
G	V-INEC-413.8(G. ZEVA3)	37	13.8	30.94	36.40	0.85	97.10
T	S. DOMINGO 69.0	51	69.0	3.00	3.16	0.95	98.73
V	C.T.ESME13.8	53	13.8	132.50	155.88	0.85	98.73
T	ESMERALD69.0	54	69.0	10.00	12.00	0.83	96.10
G1	G-S. ROSA13.8	64	13.8	25.60	32.00	0.80	97.26
G2	G-S. ROSA13.8	664	13.8	25.60	32.00	0.80	97.26
G3	G-S. ROSA13.8	764	13.8	25.60	32.00	0.80	97.26
D	GUANGOPO6.60	73	6.6	31.20	39.00	0.80	96.95
H	IBARRABA34.5	79	34.5	12.00	14.00	0.86	96.30
H	RIOBA-6969.0	87	69.0	13.00	13.50	0.96	96.25
H1	AGOYAN 13.8	89	13.8	78.00	86.67	0.90	97.86
H2	AGOYAN 13.8	689	13.8	78.00	86.67	0.90	97.86
H1	PUCARA 13.8	81	13.8	38.00	40.00	0.95	97.45
H2	PUCARA 13.8	681	13.8	38.00	40.00	0.95	97.45
H	AMBAT-BA69.0	90	69.0	15.00	15.79	0.95	95.10
H	TULCAN6969.0	92	69.0	4.00	4.44	0.90	98.25
T	MANTA 69.0	148	69.0	23.00	28.75	0.80	96.82
G	G-EQUIL-213.8	600	13.8	40.00	47.06	0.85	97.46
G	MEXICO 13.8	622	13.8	23.70	27.88	0.85	96.72
G	G-PASCUA13.8	627	13.8	90.00	100.00	0.90	98.25
D	ECUAP-SE13.8	628	13.8	40.00	47.06	0.85	97.75
V	V-EMEL-113.8	631	13.8	30.00	35.29	0.85	97.20
V	V-TRIN-113.8	632	13.8	120.00	133.33	0.90	98.58
G	CONS-EQL13.8	638	13.8	45.00	50.00	0.90	97.65
G	CONS-EQT13.8	738	13.8	23.00	27.00	0.85	97.15
D1	ECUAP-SD13.8	649	13.8	50.00	58.82	0.85	97.85
G	GPVG-EME13.8	665	13.8	11.00	12.94	0.85	96.15
V	VPVG-EME13.8	765	13.8	31.00	32.63	0.95	97.25
C	CUMBA13.46.0	670	46.0	40.00	44.44	0.90	97.55
G	G-EQUIL-213.8	700	13.8	40.00	42.55	0.94	97.45
1	G-EMEL-113.8	731	13.8	20.00	22.99	0.87	97.15
N	NAYON13.46.0	770	46.0	30.00	33.33	0.90	97.30
G	GUAN+CHI46.0	870	46.0	15.60	17.33	0.90	96.50
H	GUAL-HER46.0	970	46.0	20.00	25.00	0.80	98.72
G	G-EQUIL-313.8	829	13.8	45.00	50.00	0.90	97.46
G	G-EQUIL-313.8	929	13.8	45.00	50.00	0.90	97.46
2	G-EMEL-213.8	831	13.8	20.00	22.22	0.90	97.17
3	G-EMEL-313.8	931	13.8	20.00	22.22	0.90	97.17
5	G-EMEL-513.8	1031	13.8	20.00	22.22	0.90	97.17
6	G-EMEL-613.8	1131	13.8	20.00	22.22	0.90	97.17
1	G-ALTI-113.8	1231	13.8	40.00	47.06	0.85	97.46
2	G-ALTI-213.8	1331	13.8	38.00	40.00	0.95	97.52

Información Obtenida en INECEL, DOSNI, CENACE, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla A.1: Características de Generadores del S.N.I. [18]

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DEL S.N.I.

NOMBRE DE LA LINEA	Nº DE CIR.	DE BARRA Nº	A BARRA Nº	VOLT. (KV)	LONG. (Km)	RI (p.u.)	XI (p.u.)	B (p.u.)	MVAR LT	CAPACIDAD LT (MVA)
PAUTE - MILAGRO	1	3	16	230	141	0.01570	0.12810	0.25343667	25.583	442.00
PAUTE - MILAGRO	1	303	16	230	141	0.01570	0.12810	0.25343667	25.583	442.00
PAUTE - PASCUALES	1	3	24	230	190	0.02150	0.17530	0.33610495	35.260	442.00
PAUTE - PASCUALES	2	3	24	230	190	0.02150	0.17530	0.33610495	35.260	442.00
PAUTE - TOTO-230	1	3	85	230	205	0.02300	0.19050	0.35996178	36.920	442.00
PAUTE - RIOB-230	1	3	86	230	163	0.01830	0.15150	0.28615635	29.360	442.00
MILAGRO - PASCUALES	1	16	24	230	42	0.00450	0.03580	0.08064733	7.841	442.00
PASCUALES - TRINITARIA	1	24	33	230	25	0.00280	0.02240	0.04558510	4.530	442.00
PASCUALES - QUEVEDO	1	24	44	230	144	0.01610	0.12910	0.26241019	26.959	442.00
PASCUALES - QUEVEDO	2	24	44	230	144	0.01610	0.12910	0.26241019	26.959	442.00
QUEVEDO - S.DOMINGO	1	44	49	230	105	0.01170	0.09360	0.19247404	19.547	442.00
QUEVEDO - S.DOMINGO	2	44	149	230	105	0.01170	0.09360	0.19247404	19.547	442.00
S.DOMINGO - S.ROSA-ALT	1	49	57	230	78	0.00870	0.07220	0.13751605	14.109	442.00
S.DOMINGO - S.ROSA-ALT	2	49	57	230	78	0.00870	0.07220	0.13751605	14.109	442.00
S.ROSA-ALT - TOTO-230	1	57	85	230	105	0.01180	0.09760	0.18431827	18.910	442.00
S.ROSA-ALT - TOTO-230	2	57	85	230	105	0.01180	0.09760	0.18431827	18.910	442.00
TOTO-230 - RIOB-230	1	85	86	230	42	0.00470	0.03900	0.07380549	7.564	442.00
PAUTE - CUENCA	1	2	4	138	70	0.05950	0.18530	0.04307225	4.410	141.00
PAUTE - CUENCA	2	2	4	138	70	0.05950	0.18530	0.04307225	4.410	141.00
CUENCA - LOJA	1	4	14	138	135	0.11460	0.35760	0.08301140	8.397	141.00
MILAGRO - MACHALA	1	18	21	138	129	0.11300	0.34660	0.07816674	8.512	141.00
MILAGRO - MACHALA	2	18	21	138	129	0.11300	0.34660	0.07816674	8.512	141.00
MILAGRO - PASCUALES	1	18	25	138	---	---	---	---	2.823	265.00
BABAHYOY - MILAGRO-BY	1	19	118	138	47	0.03327	0.10015	0.036208638	3.078	141.00
PASCUALES - S.ELENA	1	25	26	138	107	0.09080	0.27300	0.06839198	7.019	141.00
PASCUALES - SALITRAL	1	25	34	138	17	0.01230	0.04470	0.01053538	1.103	160.00
PASCUALES - POLICENTRO	1	25	42	138	16	0.01130	0.04190	0.00995734	0.910	160.00
PASCUALES - CEDEGALT	1	25	130	138	---	0.00999	0.02484	---	0.659	141.00
POSORJA - EQUIL-3	1	29	729(629)	138	53	0.07538	0.22688	0.01992257	5.798	141.00
PASCUALES - EQUIL-3	1	25	729(629)	138	45	0.03327	0.10015	0.03313596	2.559	141.00
QUEVEDO - MANABI	1	45	47	138	107	0.09090	0.28330	0.06582565	7.019	141.00
QUEVEDO - MANABI	2	45	47	138	107	0.09090	0.28330	0.06582565	7.019	141.00
S.DOMINGO - ESMERALDAS	1	50	52	138	154	0.13080	0.40130	0.09630973	9.856	141.00
S.DOMINGO - ESMERALDAS	2	50	52	138	154	0.13080	0.40130	0.09630973	9.856	141.00

NOTAS: Información Obtenida en INBCEL: DOSNI, CENACE, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

VALORES EN BASE DE 100 MVA.

Tabla A.2: Características de Líneas de Transmisión del S.N.I.

NOMBRE DE LA LINEA	N° DE CIR.	DE BARRA N°	A BARRA N°	VOLT. (kV)	LONG. (Km)	R1 (p.u.)	X1 (p.u.)	B (p.u.)	MVAR L/T	CAPACIDAD L/T (MVA)
SE19-ALT - S.AL-ALT	1	55	62	138	—	0.00454	0.21700	—	0.557	186.00
S.ROSA-MED - S.AL-ALT	1	58	62	138	—	0.01340	0.06380	—	1.638	186.00
S.ROSA-MED - S.AL-ALT	2	58	62	138	—	0.01340	0.06380	—	1.638	186.00
S.ROSA-MED - VICE-ALT	1	58	71	138	18.5	0.01310	0.04830	0.01154934	1.180	160.00
S.ROSA-MED - PAPA-ALT	1	58	122	138	—	0.03700	0.13590	—	3.330	160.00
S.AL-ALT - POMA-MED	1	62	102	138	—	0.00961	0.04595	—	1.179	186.00
VICE-ALT - GUAN-ALT	1	71	72	138	7	0.00640	0.02350	0.00337393	0.500	160.00
VICE-ALT - GUAN-ALT	2	71	74	138	18.5	0.06390	0.23560	0.00230759	5.679	160.00
VICE-ALT - IBAR-ALT	1	71	78	138	80	0.05680	0.20870	0.04998383	5.120	160.00
VICE-ALT - IBAR-ALT	2	71	78	138	80	0.05680	0.20870	0.04998383	5.120	160.00
LATA-ALT - PISA-ALT	1	74	80	138	95.5	0.02490	0.09160	0.17198776	2.209	160.00
PISA-ALT - AMBATOAL	1	80	82	138	30	0.02120	0.07830	0.01873466	1.890	160.00
IBAR-ALT - TULC-ALT	1	78	91	138	70	0.04950	0.18270	0.04371421	4.417	160.00
AMBATOAL - TOTO-138	1	82	84	138	7	0.00590	0.01850	0.00431443	0.435	141.00
TOTO-138 - AGOY-138	1	84	88	138	33	0.01760	0.08420	0.02109247	2.161	186.00
TOTO-138 - AGOY-138	2	84	88	138	33	0.01760	0.08420	0.02109247	2.161	186.00
TULCAN - IPIALES	1	91	191	138	—	—	—	—	1.200	111.00
MILAGRO - EMELG-MI	1	17	116	69	—	0.00000	0.00010	—	0.000	20.00
PASCUALES - EMELG-BA	1	27	115	69	—	0.00000	0.00010	—	0.000	150.00
PASCUALES - POLICENTRO	1	27	43	69	—	—	—	—	—	—
SALITRAL - ELECTROQ	1	31	39	69	—	0.03123	0.09408	—	0.187	72.00
SALITRAL - ELECTROQ	2	31	39	69	—	0.03123	0.09408	—	0.187	72.00
SALITRAL - EMEL-SAL	1	31	131	69	—	0.00000	0.00010	—	0.000	333.00
TRINITARIA - EMELG-DD	1	38	115	69	—	—	—	—	—	—
TRINITARIA - PVG-CONS	1	38	138	69	—	0.00000	0.00010	—	0.000	333.00
PORTOVIEJO - MANTA	1	48	148	69	—	0.17180	0.32325	—	0.748	30.00
PORTOVIEJO - MANTA	2	48	148	69	—	0.18120	0.30417	—	0.748	30.00
RIOBA-69 - GUARA-BA	1	87	112	69	—	0.15100	0.31000	—	0.571	32.00
EMEL-SAL - VAP-GUAY	1	131	165	69	—	0.02800	0.08600	—	0.170	72.00
EMEL-SAL - VAP-GUAY	2	131	165	69	—	0.02800	0.08600	—	0.170	72.00

NOTAS: Información Obtenida en INBCEL, DOSNI, CENACE, procesada y tabulada por el autor de la tesis  
VALORES EN BASE DE 100 MVA.

Tabla A.2: Características de Líneas de Transmisión del S.N.I. (Continuación)

CARACTERISTICAS E IMPEDANCIAS DE LOS TRANSFORMADORES DEL S.N.I.

NOMBRE DE LA SUB.	DE BARRA N°	A BARRA N°	kV DE BARRA		TERCIARIO		X1 (p.u.)	X11 (p.u.)	X12 (p.u.)	XT (p.u.)	X1-X11+X12 (p.u.)	B (p.u.)	MAX-MVA (MVA)	CAPACIDAD TRAN. (MVA)	CAP. TERC. TRAN. (MVA)
			DE BUS	A BUS	DE BUS	A BUS									
PAUTE-AB/138	1	2	13.8	138	—	—	0.10340	—	—	—	—	0	127.7	114	
PAUTE-AB/138	601	2	13.8	138	—	—	0.10340	—	—	—	—	0	127.7	114	
PAUTE-AB/138	701	2	13.8	138	—	—	0.10340	—	—	—	—	0	127.7	114	
PAUTE-AB/138	801	2	13.8	138	—	—	0.10340	—	—	—	—	0	127.7	114	
PAUTE-AB/138	901	2	13.8	138	—	—	0.10340	—	—	—	—	0	127.7	114	
PAUTE/230	2	3	138	230	202	302	—	-0.00430	0.02370	0.10540	0.01940	0	375	225	75
PAUTE/230	2	303	138	230	204	304	—	-0.00430	0.02370	0.10540	0.01940	0	375	225	75
PAUTE-C/230	3	7	13.8	230	—	—	0.11200	—	—	—	—	0	127	134	
PAUTE-C/230	3	607	13.8	230	—	—	0.11200	—	—	—	—	0	127	134	
PAUTE-C/230	3	707	13.8	230	—	—	0.11200	—	—	—	—	0	127	134	
PAUTE-C/230	3	807	13.8	230	—	—	0.11200	—	—	—	—	0	127	134	
PAUTE-C/230	3	907	13.8	230	—	—	0.11200	—	—	—	—	0	127	134	
CUENCA	4	5	138	69	234	334	—	0.07740	-0.00900	0.26210	0.06840	0	99.99	60	20
LOJA	14	15	138	69	244	344	—	0.12330	-0.01580	0.25930	0.10750	0	66.7	40	13.33
MILAGRO/230	16	17	230	69	212	312	—	0.04980	-0.00480	0.10760	0.04500	0	165	100	33
MILAGRO/138	17	118	69	138	214	314	—	-0.01310	0.08490	0.17110	0.07180	0	99.99	60	20
BABAHOYO	19	20	138	69	216	316	—	0.11250	-0.01250	0.34580	0.10000	0	47	40	12
MACHALA/138	21	22	138	69	218	318	—	0.08490	-0.01310	0.17110	0.07180	0	100	60	20
MACHALA/69	22	622	69	13.8	—	—	0.47220	—	—	—	—	0	20	15	
PASCUALES/230	24	25	230	138	222	322	—	0.02370	-0.00430	0.10540	0.01940	0	375	225	75
PASCUALES/138	25	27	138	69	224	324	—	0.05340	-0.03900	0.23360	0.01440	0	150	90	30
STA. ELENA/138	26	28	138	69	226	326	—	0.12500	-0.01550	0.25900	0.10950	0	75	40	13.33
PASCUALES/69	27	627	69	13.8	—	—	0.10340	—	—	—	—	0	100	100	
STA. ELENA/69	28	628	69	13.8	—	—	0.15450	—	—	—	—	0	50	50	
POSORJA	29	30	138	69	229	329	—	0.26860	-0.03970	0.51830	0.22890	0	33.3	20	6.66
G. ZEVALLOS	35	31	13.8	69	—	—	0.13760	—	—	—	—	0	94	86	
G. ZEVALLOS	36	31	13.8	69	—	—	0.13760	—	—	—	—	0	94	86	
G. ZEVALLOS	37	31	13.8	69	—	—	0.42600	—	—	—	—	0	34	26	
SALITRAL	31	34	69	138	232	332	—	-0.00880	0.06490	0.16870	0.05610	0	150	90	30
TRINITARIA/138	32	38	138	69	208	308	—	0.06490	-0.00880	0.26690	0.05610	0	150	90	30
TRINITARIA/230	32	33	138	230	210	310	—	-0.00430	0.02370	0.10540	0.01940	0	375	225	75
TRINITARIA/13.8	632	32	13.8	138	—	—	0.06880	—	—	—	—	0	180	160	
EQUIL-2	600	39	13.8	69	—	—	0.13760	—	—	—	—	0	94	86	
EQUIL-2	700	39	13.8	69	—	—	0.13760	—	—	—	—	0	94	86	
LAS JUNTAS	39	729	69	138	—	—	0.12500	—	—	—	—	0	100	60	
QUEVEDO/138	45	41	138	69	—	—	0.36500	—	—	—	—	0	33.33	33	6.66
POLICENTRO	42	43	138	69	230	330	—	-0.00645	0.11720	0.26690	0.11075	0	150	90	30
QUEVEDO/230	44	45	230	138	242	342	—	0.04790	-0.00390	0.10760	0.04400	0	166.65	100	33
QUEVEDO/138	45	46	138	69	245	345	—	0.26860	-0.03970	0.58300	0.22890	0	33.33	20	6.66
PORTOVIEJO	47	48	138	69	246	346	—	-0.17090	0.29590	0.65070	0.12500	0	75	45	15
PORTOVIEJO	47	48	138	69	247	347	—	-0.17090	0.29590	0.65070	0.12500	0	75	45	15
S. DOMINGO/230	49	50	230	138	248	348	—	0.04850	-0.00440	0.10780	0.04410	0	166.65	100	33
ECUAPOWER	649	49	13.8	230	—	—	0.10440	—	—	—	—	0	140	140	
S. DOMINGO/138	50	51	138	69	250	350	—	0.07980	-0.01100	0.26590	0.06880	0	99.99	60	20

NOTAS: Información Obtenida en INECEL: DORN, CISNACE, DEIC, procesada y tabulada por el autor de la tesis.  
VALORES EN BASE DE 100 MVA.

Tabla A.3: Características de los Transformadores del S.N.I.



NOMBRE DE LA SUB.	DE BARRA N°	A BARRA N°	KV DE BARRA		TERCIARIO		X1 (p.u.)	X11 (p.u.)	X12 (p.u.)	XT (p.u.)	X1-X11+X12 (p.u.)	B (p.u.)	MAX-MVA (MVA)	CAPACIDAD TRAN. (MVA)	CAP. TERC. TRAN. (MVA)
			DE BUS	A BUS	DE BUS N°	A BUS N°									
ESMERALDAS	53	52	13.8	138	---	---	0.06880	---	---	---	---	0	180	160	---
ESMERALDAS	52	54	138	69	252	352	---	-0.16900	0.29400	0.67900	0.12500	---	75	45	15
S/E 19	55	56	138	46	255	355	---	0.08490	-0.01310	0.17110	0.07180	---	---	60	20
STA. ROSA/230	57	58	230	138	254	354	---	0.02420	0.00420	0.10580	0.02840	---	375	225	75
STA. ROSA/138	64	58	13.8	138	---	---	0.46860	---	---	---	---	0	28	28	---
STA. ROSA/138	664	58	13.8	138	---	---	0.46860	---	---	---	---	0	28	28	---
STA. ROSA/138	764	58	13.8	138	---	---	0.46860	---	---	---	---	0	28	28	---
STA. ROSA/138	58	59	138	46	288	388	---	0.22890	-0.02310	0.17250	0.20580	---	75	45	15
STA. ROSA/138	58	60	138	46	---	---	0.32600	---	---	---	---	0	---	30	---
S. ALEGRE	62	63	138	46	262	362	---	0.08490	-0.01310	0.17110	0.07180	---	---	60	20
VICENTINA/138	70	71	46	138	258	358	---	-0.01420	0.22940	0.10980	0.21520	---	43	33	11
VICENTINA/138	70	71	46	138	259	359	---	-0.01420	0.22940	0.10980	0.21520	---	43	33	11
VICENTINA/46	670	70	46	46	---	---	0.27910	---	---	---	---	0	---	33	---
VICENTINA/46	770	70	46	46	---	---	0.29590	---	---	---	---	0	---	33	---
VICENTINA/46	870	70	46	46	---	---	0.66180	---	---	---	---	0	---	33	---
VICENTINA/46	970	70	46	46	---	---	0.45480	---	---	---	---	0	---	33	---
GUANGOPOLO	73	72	6.6	138	---	---	0.22060	---	---	---	---	0	---	30	---
LATACUNGA	74	75	138	69	274	374	---	0.12330	-0.01580	0.25930	0.10750	---	40	40	13.33
IBARRA	78	77	138	69	275	375	---	-0.00500	0.27500	0.53280	0.27000	---	33.3	20	6.66
IBARRA	78	79	138	34.5	278	378	---	0.34760	-0.03920	0.25890	0.30840	---	40	30	10
PUCARA	81	80	13.8	138	---	---	0.25400	---	---	---	---	0	40	40	---
PUCARA	681	80	13.8	138	---	---	0.25400	---	---	---	---	0	40	40	---
AMBATO	82	90	138	69	282	382	---	0.16960	-0.01050	0.37870	0.15910	---	43	33	11
TOTORAS/138	84	83	138	69	294	394	---	-0.01870	0.10280	0.25220	0.08410	---	99.9	60	20
TOTORAS/230	85	84	230	138	280	380	---	-0.01750	0.10410	0.30050	0.08660	---	99.9	60	20
RIOBAMBA	86	87	230	69	284	384	---	0.17920	-0.01510	0.10420	0.16410	---	99.9	60	20
AYOYAN	89	88	13.8	138	---	---	0.14640	---	---	---	---	0	85	85	---
AYOYAN	689	88	13.8	138	---	---	0.14640	---	---	---	---	0	85	85	---
TULCAN	91	92	138	69	291	391	---	0.26860	-0.03970	0.51830	0.22890	---	33.3	20	6.66
POMASQUI	102	103	138	23	---	---	0.22880	---	---	---	---	0	---	20	---
A. SANTOS	631	131	13.8	69	---	---	0.24230	---	---	---	---	0	---	30	---
A. SANTOS	731	131	13.8	69	---	---	0.41470	---	---	---	---	0	20	16	---
A. SANTOS	831	131	13.8	69	---	---	0.47220	---	---	---	---	0	---	15	---
A. SANTOS	931	131	13.8	69	---	---	0.41470	---	---	---	---	0	20	16	---
A. SANTOS	1031	131	13.8	69	---	---	0.35510	---	---	---	---	0	---	20	---
A. SANTOS	1131	131	13.8	69	---	---	0.35510	---	---	---	---	0	---	20	---
A. TINAJERO	1231	131	13.8	69	---	---	0.14000	---	---	---	---	0	---	50	---
A. TINAJERO	1331	131	13.8	69	---	---	0.19440	---	---	---	---	0	---	36	---
EQUIL	638	138	13.8	69	---	---	0.13760	---	---	---	---	0	---	50	---
EQUITO	738	138	13.8	69	---	---	0.11670	---	---	---	---	0	---	60	---
OPVG-EME	665	165	13.8	69	---	---	0.55890	---	---	---	---	0	---	12	---
VPVG-EME	765	165	13.8	69	---	---	0.42350	---	---	---	---	0	---	22	---
EQUIL-3	829	729	13.8	138	---	---	0.32660	---	---	---	---	0	---	30	---
EQUIL-3	929	729	13.8	138	---	---	0.32660	---	---	---	---	0	---	30	---

NOTAS: Información Obtenida en INECEL, DOSNI, CENACE, DEIC, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

VALORES EN BASE DE 100 MVA.

Tabla A.3: Características de los Transformadores del S.N.I. (Continuación)

# **APENDICE B.**

**TABLAS DESAGREGADAS DE PÉRDIDAS  
ELÉCTRICAS.**

**PERDIDAS ANUALES EN LINEAS DE TRANSMISION DEL S.N.I.**

NOMBRE DE LA LINEA	DE BARRA N°	A BARRA N°	VOLT. (kV)	PERDIDAS DE POTENCIA						PERDIDAS DE ENERGIA	
				DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MINIMA		(GWh)	(%)
				(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)		
PAUTE - MILAGRO	3	16	230	4	5.5	2.7	4.4	1.8	10.3	21.13	0.20
PAUTE - MILAGRO	303	16	230	4.6	10.9	2.9	3	1.7	10.9	22.01	0.21
PAUTE - PASCUALES	3	24	230	5.3	7.1	3.5	4.2	2.5	13.5	28.25	0.26
PAUTE - PASCUALES	3	24	230	5.3	7.1	3.5	4.2	2.5	13.5	28.25	0.26
PAUTE - TOTO-230	3	85	230	4.2	4.6	1.5	26.2	0.3	19.5	10.84	0.10
PAUTE - RIOB-230	3	86	230	3.7	1	1.2	20.9	0.3	17.6	9.31	0.09
MILAGRO - PASCUALES	16	24	230	1.8	7.3	1.6	5.2	1	0.3	11.61	0.11
PASCUALES - TRINITARIA	24	33	230	0.4	1.2	0.3	1.8	0.2	2.2	2.30	0.02
PASCUALES - QUEVEDO	24	44	230	1.2	16	0.3	8.3	0.1	11.6	2.74	0.03
PASCUALES - QUEVEDO	24	44	230	1.2	16	0.3	8.3	0.1	11.6	2.74	0.03
QUEVEDO - S.DOMINGO	44	49	230	0.2	17.5	0	9.8	0.3	4.8	1.53	0.01
QUEVEDO - S.DOMINGO	44	149	230	0	18.5	0	18.7	0	18.3	0.00	0.00
S.DOMINGO - S.ROSA-ALT	49	57	230	0.1	13	0.1	12.4	0.1	12.8	0.88	0.01
S.DOMINGO - S.ROSA-ALT	49	57	230	0.1	13	0.1	12.4	0.1	12.8	0.88	0.01
S.ROSA-ALT - TOTO-230	57	85	230	2.8	4.7	2	1.4	0.9	10.5	13.58	0.13
S.ROSA-ALT - TOTO-230	57	85	230	2.8	4.7	2	1.4	0.9	10.5	13.58	0.13
TOTO-230 - RIOB-230	85	86	230	0.6	3.1	0.3	5.3	0.1	6.9	2.08	0.02
PAUTE - CUENCA	2	4	138	1.4	0.5	0.3	3.7	0.2	3.9	3.39	0.03
PAUTE - CUENCA	2	4	138	1.4	0.5	0.3	3.7	0.2	3.9	3.39	0.03
CUENCA - LOJA	4	14	138	1.5	3	0.2	7.6	0.1	5.1	2.74	0.03
MILAGRO - MACHALA	18	21	138	1.6	3.2	0.5	2.2	0.5	6.4	5.58	0.05
MILAGRO - MACHALA	18	21	138	1.6	3.2	0.5	2.2	0.5	6.4	5.58	0.05
MILAGRO - PASCUALES	18	25	138	0.7	2.4	0.2	0.8	0.2	1.2	2.30	0.02
BABAHOYO - MILAGRO-BY	19	118	138	0.6	1	0.2	2.5	0.2	2.6	2.19	0.02
PASCUALES - S.ELENA	25	26	138	1.2	3.9	0.4	6.2	0.3	5.8	3.94	0.04
PASCUALES - SALITRAL	25	34	138	0.6	1.2	2.5	8.8	1.8	5.6	16.75	0.16
PASCUALES - POLICENTRO	25	42	138	0.5	0.8	0.5	1.1	0.4	0.6	3.94	0.04
PASCUALES - CEDEGALT	25	130	138	0	0.7	0	0.7	0	0.7	0.00	0.00
POSORJA - EQUIL-3	29	729(629)	138	0	3.2	0	4.4	0	5.8	0.00	0.00
PASCUALES - EQUIL-3	25	729(629)	138	0.1	2.6	0	2.7	0.1	2.4	0.55	0.01
QUEVEDO - MANABI	45	47	138	2.9	2.6	1.8	0.9	1.4	2.2	15.22	0.14
QUEVEDO - MANABI	45	47	138	2.9	2.6	1.8	0.9	1.4	2.2	15.22	0.14
S.DOMINGO - ESMERALDAS	50	52	138	0.2	9.8	0.3	6.7	0.3	5.6	2.52	0.02
S.DOMINGO - ESMERALDAS	50	52	138	0.2	9.8	0.3	6.7	0.3	5.6	2.52	0.02

Información obtenida en base a flujos de potencia y datos proporcionados por INECEL: CENACE.

Tabla B.1: Pérdidas en Líneas de Transmisión y Subtransmisión del S.N.I.

NOMBRE DE LA LINEA	DE BARRA N°	A BARRA N°	VOLT. (kV)	PERDIDAS DE POTENCIA						PERDIDAS DE ENERGIA	
				DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MINIMA		(GWh)	(%)
				(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)		
SE19-ALT - S.AL-ALT	55	62	138	0.1	0.2	0.1	0.1	0	0.5	0.44	0.00
S.ROSA-MED - S.AL-ALT	58	62	138	1.2	3.9	0.9	2.8	0.2	0.6	5.15	0.05
S.ROSA-MED - S.AL-ALT	58	62	138	1.2	3.9	0.9	2.8	0.2	0.6	5.15	0.05
S.ROSA-MED - VICE-ALT	58	71	138	0.5	0.5	0.2	0.5	0.1	0.6	1.64	0.02
S.ROSA-MED - PAPA-ALT	58	122	138	0.1	3.2	0	3.2	0	3.3	0.11	0.00
S.AL-ALT - POMA-MED	62	102	138	0.1	0.8	0.1	0.8	0	1.1	0.44	0.00
VICE-ALT - GUAN-ALT	71	72	138	0	0.4	0	0.5	0	0.5	0.00	0.00
VICE-ALT - GUAN-ALT	71	74	138	4.1	6.2	3.5	7.4	1.7	0.9	23.43	0.22
VICE-ALT - IBAR-ALT	71	78	138	0.4	3.5	0.1	4.4	0.1	4.6	1.20	0.01
VICE-ALT - IBAR-ALT	71	78	138	0.4	3.5	0.1	4.4	0.1	4.6	1.20	0.01
LATA-ALT - PISA-ALT	74	80	138	1.6	3.5	1.4	2.8	0.7	0.4	9.42	0.09
PISA-ALT - AMBATOAL	80	82	138	0.1	1.7	0.1	1.8	0.1	1.6	0.88	0.01
IBAR-ALT - TULC-ALT	78	91	138	0.1	3.1	0	4	0	1.6	0.11	0.00
AMBATOAL - TOTO-138	82	84	138	0.1	0	0	0.3	0.1	0.3	0.55	0.01
TOTO-138 - AGOY-138	84	88	138	1	2.3	1	2.5	1	2.6	8.76	0.08
TOTO-138 - AGOY-138	84	88	138	1	2.3	1	2.5	1	2.6	8.76	0.08
TULCAN - IPIALES	91	191	138	0	1.1	0	1.1	0	1.1	0.00	0.00
MILAGRO - EMELG-MI	17	116	69	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
PASCUALES - EMELG-BA	27	115	69	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
PASCUALES - POLICENTRO	27	43	69	0.1	0.1	0.3	0.8	0.3	0.9	2.41	0.02
SALITRAL - ELECTROQ	31	39	69	0.5	1.4	0.6	1.6	0	0.2	2.52	0.02
SALITRAL - ELECTROQ	31	39	69	0.5	1.4	0.6	1.6	0	0.2	2.52	0.02
SALITRAL - EMEL-SAL	31	131	69	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
TRINITARIA - EMELG-DD	38	115	69	0	0.2	0.3	1.8	0.2	1	1.86	0.02
TRINITARIA - PVG-CONS	38	138	69	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
PORTOVIEJO - MANTA	48	148	69	0.3	0.3	0.4	0.2	0.3	0.1	2.96	0.03
PORTOVIEJO - MANTA	48	148	69	0.3	0.2	0.4	0.2	0.3	0.2	2.96	0.03
RIOBA-69 - GUARA-BA	87	112	69	0.2	0.2	0	0.5	0	0.5	0.22	0.00
EMEL-SAL - VAP-GUAY	131	165	69	0.1	0	0.1	0	0	0.1	0.44	0.00
EMEL-SAL - VAP-GUAY	131	165	69	0.1	0	0.1	0	0	0.1	0.44	0.00
<b>TOTAL:</b>				<b>69.80</b>	<b>246.10</b>	<b>44.30</b>	<b>258.30</b>	<b>27.20</b>	<b>284.40</b>	<b>341.09</b>	<b>3.19</b>

Información obtenida en base a flujos de potencia y datos proporcionados por INECEL: CENACE.

Tabla B.1: Pérdidas en Líneas de Transmisión y Subtransmisión del S.N.I. (Continuación)

### DATOS DE PERDIDAS EN EL HIERRO Y EN EL COBRE DE TRANSFORMADORES

NOMBRE DE LA SUBESTACION	EN EL HIERRO (En Vacío)		EN EL COBRE (Con Carga)				PERDIDAS TOTALES a 75 C.			
	Valor Garantizado 100% de Volt.	Valor Medido 100% de Volt.	Valor Garantizado		Valor Medido		(GW) Valor Garantizado		(GW) Valor Medido	
			100%	MAX-MVA	100%	MAX-MVA	100%	MAX-MVA	100%	MAX-MVA
PAUTE-AB/138		78			280	351			358	429
PAUTE-AB/138		78			280	351			358	429
PAUTE-AB/138		78			280	351			358	429
PAUTE-AB/138		78			280	351			358	429
PAUTE-AB/138		78			280	351			358	429
PAUTE/230		119.4			64.48	179.1			183.88	298.50
PAUTE/230		119.4			64.48	179.1			183.88	298.50
PAUTE-C/230	78	75.6		370	403.92	362.82		448	479.52	438.42
PAUTE-C/230	78	75.6		370	403.92	362.82		448	479.52	438.42
PAUTE-C/230	78	75.6		370	403.92	362.82		448	479.52	438.42
PAUTE-C/230	78	75.6		370	403.92	362.82		448	479.52	438.42
PAUTE-C/230	78	75.6		370	403.92	362.82		448	479.52	438.42
CUENCA		47.4			82.5	229.12			129.90	276.52
LOJA	26.2	24.57	64.8	180	63.29	175.97	91	206.2	87.86	200.54
MILAGRO/230	87	86.7	140.4	390	138.9	385.2	227.4	477	225.60	471.90
MILAGRO/138	63	59.37	91.8	255	84.27	233.61	154.8	318	143.64	292.98
BABAHOYO		19.2			49.54	68.39			68.74	87.59
MACHALA/138	63	57.81	91.8	255	84.36	233.82	154.8	318	142.17	291.63
MACHALA/69		12.2			70.5	125.33			82.70	137.53
PASCUALES/230		119.1			174.3	484.17			293.40	603.27
STA. ELENA/138		30.1			79.50	279.49			109.60	309.59
PASCUALES/69		80			301.45			0	381.45	80.00
STA. ELENA/69		51						0		51.00
POSORJA	16.2	15.42	36	100	35.37	98.06	52.2	116.2	50.79	113.48
G. ZEVALLOS		70			306.21	365.83			376.21	435.83
G. ZEVALLOS		70			306.21	365.83			376.21	435.83
G. ZEVALLOS		23			120.79	206.56			143.79	229.56

Información obtenida en base a tablas, datos proporcionados por fabricantes e INECEL; DEIC, tabulados y procesados por el autor de la tesis.

Tabla B.2: Datos de Pérdidas en el Hierro y en el Cobre de Transformadores (Datos de Tablas y Fabricantes) [12].

NOMBRE DE LA SUBESTACION	EN EL HIERRO (En Vacío)		EN EL COBRE (Con Carga)				PERDIDAS TOTALES a 75 C.			
	Valor Garantizado 100% de Volt.	Valor Medido 100% de Volt.	Valor Garantizado		Valor Medido		(GW) Valor Garantizado		(GW) Valor Medido	
			100%	MAX-MVA	100%	MAX-MVA	100%	MAX-MVA	100%	MAX-MVA
SALITRAL		89.055			19.07	61.10			108.13	150.15
TRINITARIA/138	63	59.46		300	114.02	316.71		363	173.48	376.17
TRINITARIA/230		99			115.02	319.50			214.02	418.50
TRINITARIA/13.8		100			429.75		0		529.75	100.00
EQUIL-2		70			306.21	365.83			376.21	435.83
EQUIL-2		70			306.21	365.83			376.21	435.83
LAS JUNTAS	21	59.37	30.6	85	28.09	77.87	51.6	106	87.46	137.24
QUEVEDO/138		16.4			44.20	45.09			60.60	61.49
POLICENTRO	63	59.46		300	114.02	316.71		363	173.48	376.17
QUEVEDO/230		68.4			92.70	257.45			161.10	325.85
QUEVEDO/138		16.4			44.20	122.75			60.60	139.15
PORTOVIEJO		30.1			79.50	220.83			109.60	250.93
PORTOVIEJO		30.1			79.50	220.83			109.60	250.93
S. DOMINGO/230		69.9			94.50	262.45			164.40	332.35
ECUAPOWER		76			429.82		0		505.82	76.00
S. DOMINGO/138		46.5			81.60	226.62			128.10	273.12
ESMERALDAS		100			429.75		0		529.75	100.00
ESMERALDAS		30.1			79.50	220.83			109.60	250.93
S/E 19		59.01			91.37				150.38	
STA. ROSA/230		119.4			179.10	497.50			298.50	616.90
STA. ROSA/138		20			64.25		0		84.25	20.00
STA. ROSA/138		20			64.25		0		84.25	20.00
STA. ROSA/138		20			64.25		0		84.25	20.00
STA. ROSA/138		50.1			76.25				126.35	50.10
STA. ROSA/138		32.2			58.07				90.27	
S. ALEGRE		59.01			91.37				150.38	
VICENTINA/138		32.35			63.63	108.03		0	95.98	90.49
VICENTINA/138		32.35			63.63	108.03		0	95.98	90.49

Información obtenida en base a tablas, datos proporcionados por fabricantes e INECEL. DEIC, tabulados y procesados por el autor de la tesis.

Tabla B.2: Datos de Pérdidas en el Hierro y en el Cobre de Transformadores (Datos de Tablas y Fabricantes). Continuación [12]

NOMBRE DE LA SUBESTACION	EN EL HIERRO (En Vacío)		EN EL COBRE (Con Carga)				PERDIDAS TOTALES a 75 C.			
	Valor Garantizado 100% de Volt.	Valor Medido 100% de Volt.	Valor Garantizado		Valor Medido		(GW) Valor Garantizado		(GW) Valor Medido	
			100%	MAX-MVA	100%	MAX-MVA	100%	MAX-MVA	100%	MAX-MVA
IBARRA		16			17.13	47.50		0	33.13	63.50
IBARRA		16			50.15	104.36			66.15	120.36
PUCARA		30			74.27			0	104.27	30.00
PUCARA		30			70.25			0	100.25	30.00
AMBATO		17.5							17.50	17.50
TOTORAS/138		37.545			86.31	239.26				
TOTORAS/230		31.653			86.02	238.47				
RIOBAMBA	74.7	71.01		360	125.66	348.36		434.7	196.67	419.37
AYOYAN		75			134.62			0	209.62	75.00
AYOYAN		75			108.14			0	183.14	75.00
TULCAN	16.2	15.47	36	100	34.96	96.92	52.2	116.2	50.43	112.39
POMASQUI								0		0.00
A. SANTOS		27			129.51	0.00		0	156.51	27.00
A. SANTOS		13			80.00	125.00			93.00	138.00
A. SANTOS		12.2			70.50	0.00			82.70	12.20
A. SANTOS		13			80.00	125.00			93.00	138.00
A. SANTOS		23			86.40	0.00		0	109.40	23.00
A. SANTOS		23			86.40	0.00		0	109.40	23.00
A. TINAJERO		40			205.20	0.00		0	245.20	40.00
A. TINAJERO		29			155.54	0.00		0	184.54	29.00
EQUIL		40			205.20	0.00		0	245.20	40.00
EQUITO		65			175.96	0.00		0	240.96	65.00
GPVG-EME		8			64.43	0.00		0	72.43	8.00
VPVG-EME		23.5			95.95	0.00		0	119.45	23.50
EQUIL-3		24			36.12			0	60.12	24.00
EQUIL-3		24			29.80			0	53.80	24.00

Información obtenida en base a tablas, datos proporcionados por fabricantes e INECEL; DEIC, tabulados y procesados por el autor de la tesis.

Tabla B.2: Datos de Pérdidas en el Hierro y en el Cobre de Transformadores (Datos de Tablas y Fabricantes). Continuación [12].

**PERDIDAS DE POTENCIA INDIVIDUALES DE TRANSFORMADORES DEL S.N.I.**

NOMBRE DE LA SUBESTACION	RENDIMIENTO 100% DE CARGA	PERDIDAS HIERRO (KW)	PERDIDAS EN DEMANDA MAXIMA				PERDIDAS EN DEMANDA MEDIA				PERDIDAS EN DEMANDA MINIMA			
			P(Salida) (MW)	COBRE (KW)	TOTALES (KW)	TOTALES (MVAR)	P(Salida) (MW)	COBRE (KW)	TOTALES (KW)	TOTALES (MVAR)	P(Salida) (MW)	COBRE (KW)	TOTALES (KW)	TOTALES (MVAR)
PAUTE-AB/138	99.69	78.00	130.2	365.23	443.23	17.5	56.5	68.78	146.78	3.5	23.5	11.90	89.90	0.6
PAUTE-AB/138	99.69	78.00	100.0	215.45	293.45	10.8	100.0	215.45	293.45	10.4	100.0	215.45	293.45	8.3
PAUTE-AB/138	99.69	78.00	100.0	215.45	293.45	10.8	100.0	215.45	293.45	10.4	100.0	215.45	293.45	8.3
PAUTE-AB/138	99.69	78.00	100.0	215.45	293.45	10.8	100.0	215.45	293.45	10.4	0.0	0.00	78.00	0.0
PAUTE-AB/138	99.69	78.00	100.0	215.45	293.45	10.8	0.0	0.00	78.00	0.0	0.0	0.00	78.00	0.0
PAUTE/230	99.92	119.40	262.8	87.96	207.36	13.2	172.5	37.90	157.30	5.5	90.9	10.52	129.92	1.6
PAUTE/230	99.92	119.40	173.2	38.21	157.61	5.8	138.5	24.43	143.83	3.7	105.0	14.04	133.44	2.2
PAUTE-C/230	99.64	75.60	100.0	224.95	300.55	10.7	100.0	224.95	300.55	10.9	100.0	224.95	300.55	11.5
PAUTE-C/230	99.64	75.60	100.0	224.95	300.55	10.7	100.0	224.95	300.55	10.9	100.0	224.95	300.55	11.5
PAUTE-C/230	99.64	75.60	100.0	224.95	300.55	10.7	100.0	224.95	300.55	10.9	100.0	224.95	300.55	11.5
PAUTE-C/230	99.64	75.60	100.0	224.95	300.55	10.7	100.0	224.95	300.55	10.9	0.0	0.00	75.60	0.0
PAUTE-C/230	99.64	75.60	100.0	224.95	300.55	10.7	0.0	0.00	75.60	0.0	0.0	0.00	75.60	0.0
CUENCA	99.78	47.40	58.0	77.09	124.49	2.5	31.7	23.03	70.43	0.8	16.6	6.31	53.71	0.2
LOJA	99.78	24.57	32.0	40.51	65.08	1.6	13.0	6.69	31.26	0.3	10.5	4.36	28.93	0.2
MILAGRO/230	99.77	86.70	124.6	215.64	302.34	10.7	80.8	90.68	177.38	15.8	69.4	66.90	153.60	16.0
MILAGRO/138	99.76	59.37	35.4	29.33	88.70	1.1	21.6	10.92	70.29	0.4	18.4	7.93	67.30	0.3
BABAHOYO	99.83	19.20	34.8	37.50	56.70	1.6	21.4	14.18	33.38	0.6	18.2	10.26	29.46	0.4
MACHALA/138	99.76	57.81	69.2	112.21	170.02	8.1	45.1	47.66	105.47	11.7	38.8	35.28	93.09	1.3
MACHALA/69	99.45	12.20	0.0	0.00	12.20	0.0	0.0	0.00	12.20	0.0	0.0	0.00	12.20	0.0
PASCUALES/230	99.87	119.10	243.9	204.81	323.91	11.3	271.4	253.60	372.70	14.1	233.3	187.40	306.50	11.3
STA. ELENA/138	99.73	30.10	30.8	47.14	77.24	1.3	19.0	17.94	48.04	0.4	17.6	15.39	45.49	0.4
PASCUALES/69	99.62	80.00	90.0	244.17	324.17	25.8	20.0	12.06	92.06	2.6	18.0	9.77	89.77	1.3
STA. ELENA/69	99.89	51.00	2.8	0.00	51.00	1.4	2.8	0.00	51.00	0.1	0.0	0.00	51.00	0.0
POSORJA	99.75	15.42	7.9	5.52	20.94	0.1	3.3	0.96	16.38	0.0	4.3	1.63	17.05	0.0
G. ZEVALLOS	99.56	70.00	73.0	220.63	290.63	9.1	73.0	220.63	290.63	9.7	50.0	103.51	173.51	5.6
G. ZEVALLOS	99.56	70.00	0.0	0.00	70.00	0.0	0.0	0.00	70.00	0.0	0.0	0.00	70.00	0.0
G. ZEVALLOS	99.45	23.00	0.0	0.00	23.00	0.0	0.0	0.00	23.00	0.0	0.0	0.00	23.00	0.0

Información obtenida en INECEL: DEIC, proporcionada por fabricantes y tablas, tabulados y procesados por el autor de la tesis.

Tabla B.3: Pérdidas de Potencia de Transformadores del S.N.I. [28].



**PERDIDAS DE POTENCIA INDIVIDUALES DE TRANSFORMADORES DEL S.N.I.**

NOMBRE DE LA SUBESTACION	RENDIMIENTO 100% DE CARGA	PERDIDAS HIERRO (KW)	PERDIDAS EN DEMANDA MAXIMA				PERDIDAS EN DEMANDA MEDIA				PERDIDAS EN DEMANDA MINIMA			
			P(Salida) (MW)	COBRE (KW)	TOTALES (KW)	TOTALES (MVAR)	P(Salida) (MW)	COBRE (KW)	TOTALES (KW)	TOTALES (MVAR)	P(Salida) (MW)	COBRE (KW)	TOTALES (KW)	TOTALES (MVAR)
SALITRAL	99.88	89.06	68.1	10.92	137.30	2.8	128.7	39.01	128.06	11.1	112.0	29.54	118.59	8.0
TRINITARIA/138	99.81	59.46	93.2	122.27	181.73	7.2	87.8	108.51	167.97	5.8	75.4	80.02	139.48	4.5
TRINITARIA/230	99.90	99.00	93.2	19.74	118.74	2.4	87.8	17.51	116.51	2.1	75.4	12.92	111.92	1.6
TRINITARIA/13.8	99.67	100.00	0.0	0.00	100.00	0.0	0.0	0.00	100.00	0.0	0.0	0.00	100.00	0.0
EQUIL-2	99.56	70.00	40.0	66.24	136.24	2.2	40.0	66.24	136.24	2.6	0.0	0.00	70.00	0.0
EQUIL-2	99.56	70.00	40.0	66.24	136.24	2.2	40.0	66.24	136.24	2.6	0.0	0.00	70.00	0.0
LAS JUNTAS	99.85	59.37	0.0	0.00	59.37	0.0	0.0	0.00	59.37	0.0	—	—	—	—
QUEVEDO/138	99.82	16.40	8.8	3.14	19.54	0.3	4.8	0.94	17.34	0.1	4.4	0.79	17.19	0.1
POLICENTRO	99.81	59.46	61.8	53.76	113.22	9.7	70.4	69.76	129.22	9.7	56.8	45.41	104.87	3.8
QUEVEDO/230	99.84	68.40	140.7	183.51	251.91	9.7	100.7	94.00	162.40	5.1	89.7	74.59	142.99	4.0
QUEVEDO/138	99.70	16.40	26.5	77.60	94.00	1.9	14.5	23.23	39.63	0.6	13.3	19.55	35.95	0.5
PORTOVIEJO	99.76	30.10	49.8	97.36	127.46	3.7	38.9	59.41	89.51	2.4	34.6	47.00	77.10	1.9
PORTOVIEJO	99.76	30.10	49.8	97.36	127.46	3.7	38.9	59.41	89.51	2.4	34.6	47.00	77.10	1.9
S. DOMINGO/230	99.84	69.90	25.5	6.14	76.04	0.4	5.6	0.30	70.20	0.1	14.8	2.07	71.97	0.1
ECUAPOWER	99.64	76.00	3.1	0.21	76.21	2.9	0.0	0.00	76.00	2.2	0.0	0.00	76.00	0.0
S. DOMINGO/138	99.79	46.50	41.1	38.29	84.79	1.2	22.2	11.17	57.67	0.4	17.2	6.71	53.21	0.2
ESMERALDAS	99.67	100.00	51.0	43.66	143.66	2.1	51.0	43.66	143.66	1.9	52.0	45.39	145.39	2.1
ESMERALDAS	99.76	30.10	34.9	47.82	77.92	1.6	22.7	20.23	50.33	0.8	19.3	14.62	44.72	0.6
S/E 19	99.75	59.01	50.6	64.98	123.99	2.5	41.9	44.56	103.57	2.0	23.4	13.90	72.91	0.5
STA. ROSA/230	99.87	119.40	293.9	305.58	424.98	18.5	241.8	206.84	326.24	15.0	129.0	58.87	178.27	4.1
STA. ROSA/138	99.70	20.00	10.0	8.20	28.20	2.2	0.0	0.00	20.00	0.0	0.0	0.00	20.00	0.0
STA. ROSA/138	99.70	20.00	0.0	0.00	20.00	1.8	0.0	0.00	20.00	0.9	0.0	0.00	20.00	0.0
STA. ROSA/138	99.70	20.00	0.0	0.00	20.00	1.8	0.0	0.00	20.00	0.9	0.0	0.00	20.00	0.0
STA. ROSA/138	99.72	50.10	66.9	168.53	218.63	12.0	55.4	115.57	165.67	8.4	31.2	36.66	86.76	2.6
STA. ROSA/138	99.70	32.20	27.2	47.74	79.94	2.5	26.4	44.97	77.17	2.4	13.9	12.47	44.67	0.8
S. ALEGRE	99.75	59.01	88.8	200.13	259.14	7.7	73.5	137.11	196.12	6.1	41.0	42.66	101.67	1.3
VICENTINA/138	99.71	32.35	33.9	67.15	99.50	2.5	35.5	73.63	105.98	2.9	20.8	25.28	57.63	1.1
VICENTINA/138	99.71	32.35	33.9	67.15	99.50	2.5	35.5	73.63	105.98	2.9	20.8	25.28	57.63	1.1

Información obtenida en INECEL: DEIC, proporcionada por fabricantes y tablas, tabulados y procesados por el autor de la tesis.

Tabla B.3: Pérdidas de Potencia de Transformadores del S.N.I. (Continuación) [28].

**PERDIDAS DE POTENCIA INDIVIDUALES DE TRANSFORMADORES DEL S.N.I.**

NOMBRE DE LA SUBESTACION	RENDIMIENTO 100% DE CARGA	PERDIDAS HIERRO (KW)	PERDIDAS EN DEMANDA MAXIMA				PERDIDAS EN DEMANDA MEDIA				PERDIDAS EN DEMANDA MINIMA			
			P(Salida) (MW)	COBRE (KW)	TOTALES (KW)	TOTALES (MVAR)	P(Salida) (MW)	COBRE (KW)	TOTALES (KW)	TOTALES (MVAR)	P(Salida) (MW)	COBRE (KW)	TOTALES (KW)	TOTALES (MVAR)
IBARRA	99.83	16.00	28.0	33.58	49.58	2.5	13.1	7.35	23.35	0.7	13.1	7.35	23.35	0.6
IBARRA	99.78	16.00	11.8	7.76	23.76	0.5	9.5	5.03	21.03	0.4	9.2	4.72	20.72	0.3
PUCARA	99.74	30.00	35.0	56.86	86.86	3.4	32.5	49.03	79.03	2.9	0.0	0.00	30.00	0.0
PUCARA	99.75	30.00	35.0	53.79	83.79	3.4	32.5	46.38	76.38	2.9	35.0	53.79	83.79	3.5
AMBATO	99.95	17.50	38.5	0.00	17.50	2.4	20.3	0.00	17.50	0.9	14.6	0.00	17.50	0.6
TOTORAS/138	99.79	37.55	40.3	38.94	76.48	1.3	24.5	14.39	51.94	0.5	14.3	4.90	42.45	0.2
TOTORAS/230	99.80	31.65	60.8	88.33	119.98	3.2	97.7	228.08	259.74	8.0	102.1	249.09	280.74	9.6
RIOBAMBA	99.67	71.01	33.8	39.88	110.89	1.9	8.3	2.40	73.41	0.1	3.2	0.36	71.37	0.2
AYOYAN	99.75	75.00	78.0	113.36	188.36	8.9	78.0	113.36	188.36	9.2	75.0	104.80	179.80	0.6
AYOYAN	99.79	75.00	78.0	91.07	166.07	8.9	78.0	91.07	166.07	9.2	75.0	84.19	159.19	0.6
TULCAN	99.75	15.47	10.0	8.74	24.21	0.3	2.5	0.55	16.02	0.0	0.7	0.04	15.51	0.0
POMASQUI	99.73	15.4	21.2	38.7642	54.1642	1.4	17.5	26.41406	41.814063	1.1	9.8	8.28345	23.68345	0.2
A. SANTOS	99.48	27.00	30.0	129.51	156.51	2.7	30.0	129.51	156.51	2.0	20.0	57.56	84.56	1.4
A. SANTOS	99.42	13.00	18.0	101.25	114.25	1.6	0.0	0.00	13.00	0.0	0.0	0.00	13.00	0.0
A. SANTOS	99.41	12.20	18.0	101.52	113.72	1.8	0.0	0.00	12.20	0.0	0.0	0.00	12.20	0.0
A. SANTOS	99.42	13.00	0.0	0.00	13.00	0.0	0.0	0.00	13.00	0.0	0.0	0.00	13.00	0.0
A. SANTOS	99.46	23.00	0.0	0.00	23.00	0.0	0.0	0.00	23.00	0.0	0.0	0.00	23.00	0.0
A. SANTOS	99.46	23.00	0.0	0.00	23.00	0.0	0.0	0.00	23.00	0.0	0.0	0.00	23.00	0.0
A. TINAJERO	99.51	40.00	36.0	106.37	146.37	2.2	0.0	0.00	40.00	0.0	0.0	0.00	40.00	0.0
A. TINAJERO	99.49	29.00	0.0	0.00	29.00	0.0	0.0	0.00	29.00	0.0	0.0	0.00	29.00	0.0
EQUIL	99.51	40.00	0.0	0.00	40.00	0.0	0.0	0.00	40.00	0.0	0.0	0.00	40.00	0.0
EQUITO	99.60	65.00	0.0	0.00	65.00	0.0	0.0	0.00	65.00	0.0	0.0	0.00	65.00	0.0
GPVG-EME	99.40	8.00	0.0	0.00	8.00	0.0	0.0	0.00	8.00	0.0	0.0	0.00	8.00	0.0
VPVG-EME	99.46	23.50	30.0	178.41	201.91	3.8	30.0	178.41	201.91	4.8	20.0	79.29	102.79	1.9
EQUIL-3	99.80	24.00	0.0	0.00	24.00	0.0	0.0	0.00	24.00	0.0	0.0	0.00	24.00	0.0
EQUIL-3	99.82	24.00	0.0	0.00	24.00	0.0	0.0	0.00	24.00	0.0	0.0	0.00	24.00	0.0

<b>TOTAL:</b>	4102.61	4303.70	6764.38	10904.32	366.00	3409.00	4643.53	8746.14	278.10	2486.10	2886.05	6929.29	153.00
---------------	---------	---------	---------	----------	--------	---------	---------	---------	--------	---------	---------	---------	--------

Información obtenida en INECEL: DEIC, proporcionada por fabricantes y tablas, tabulados y procesados por el autor de la tesis.

Tabla B.3: Pérdidas de Potencia de Transformadores del S.N.I. (Continuación) [28].

**PERDIDAS DE ENERGIA INDIVIDUALES  
DE TRANSFORMADORES DEL S.N.I.**

<b>NOMBRE DE LA SUBESTACION</b>	<b>NUCLEO (MWh)</b>	<b>COBRE (MWh)</b>	<b>TOTAL (MWh)</b>
PAUTE-AB/138	683.28	677.98	1361.26
PAUTE-AB/138	683.28	1887.35	2570.63
PAUTE-AB/138	683.28	1887.35	2570.63
PAUTE-AB/138	683.28	943.67	1626.95
PAUTE-AB/138	683.28	235.92	919.20
PAUTE/230	1045.94	266.90	1312.85
PAUTE/230	1045.94	183.59	1229.54
PAUTE-C/230	662.26	1970.57	2632.82
PAUTE-C/230	662.26	1970.57	2632.82
PAUTE-C/230	662.26	1970.57	2632.82
PAUTE-C/230	662.26	985.28	1647.54
PAUTE-C/230	662.26	246.32	908.58
CUENCA	415.22	187.72	602.95
LOJA	215.23	85.42	300.65
MILAGRO/230	759.49	827.04	1586.53
MILAGRO/138	520.08	102.71	622.79
BABAHOYO	168.19	132.56	300.75
MACHALA/138	506.42	433.96	940.38
MACHALA/69	106.87	0.00	106.87
PASCUALES/230	1043.32	1878.15	2921.46
STA. ELENA/138	263.68	177.95	441.63
PASCUALES/69	700.80	349.76	1050.56
STA. ELENA/69	446.76	0.00	446.76
POSORJA	135.08	16.37	151.45
G. ZEVALLOS	613.20	1419.73	2032.93
G. ZEVALLOS	613.20	0.00	613.20
G. ZEVALLOS	201.48	0.00	201.48
SALITRAL	780.12	269.48	1049.60
TRINITARIA/138	520.87	840.84	1361.71
TRINITARIA/230	867.24	135.72	1002.96
TRINITARIA/13.8	876.00	0.00	876.00
EQUIL-2	613.20	290.15	903.35
EQUIL-2	613.20	290.15	903.35
LAS JUNTAS	520.08	0.00	520.08
QUEVEDO/138	143.66	9.96	153.62
POLICENTRO	520.87	486.94	1007.81
QUEVEDO/230	599.18	836.44	1435.62
QUEVEDO/138	143.66	246.90	390.57
PORTOVIEJO	263.68	507.63	771.30
PORTOVIEJO	263.68	507.63	771.30
S. DOMINGO/230	612.32	16.77	629.09
ECUAPOWER	665.76	0.23	665.99
S. DOMINGO/138	407.34	107.99	515.33
ESMERALDAS	876.00	390.06	1266.06
ESMERALDAS	263.68	182.87	446.54

Tabla obtenida en base a la información de la tabla B.3.

Tabla B.4: Pérdidas de Energía de Transformadores del S.N.I.

**PERDIDAS DE ENERGIA INDIVIDUALES  
DE TRANSFORMADORES DEL S.N.I.**

<b>NOMBRE DE LA SUBESTACION</b>	<b>NUCLEO (MWh)</b>	<b>COBRE (MWh)</b>	<b>TOTAL (MWh)</b>
S/E 19	516.93	278.39	795.32
STA. ROSA/230	1045.94	1271.96	2317.90
STA. ROSA/138	175.20	8.97	184.17
STA. ROSA/138	175.20	0.00	175.20
STA. ROSA/138	175.20	0.00	175.20
STA. ROSA/138	438.88	724.76	1163.63
STA. ROSA/138	282.07	254.60	536.67
S. ALEGRE	516.93	856.40	1373.32
VICENTINA/138	283.39	426.13	709.52
VICENTINA/138	283.39	426.13	709.52
IBARRA	140.16	93.12	233.28
IBARRA	140.16	45.67	185.83
PUCARA	262.80	223.33	486.13
PUCARA	262.80	446.82	709.62
AMBATO	153.30	0.00	153.30
TOTORAS/138	328.89	111.38	440.27
TOTORAS/230	277.28	1937.00	2214.28
RIOBAMBA	622.05	53.13	675.18
AYOYAN	657.00	955.55	1612.55
AYOYAN	657.00	767.64	1424.64
TULCAN	135.52	11.55	147.07
POMASQUI	134.90	165.50	300.40
A. SANTOS	236.52	819.38	1055.90
A. SANTOS	113.88	110.87	224.75
A. SANTOS	106.87	111.16	218.04
A. SANTOS	113.88	0.00	113.88
A. SANTOS	201.48	0.00	201.48
A. SANTOS	201.48	0.00	201.48
A. TINAJERO	350.40	116.48	466.88
A. TINAJERO	254.04	0.00	254.04
EQUIL	350.40	0.00	350.40
EQUITO	569.40	0.00	569.40
GPVG-EME	70.08	0.00	70.08
VPVG-EME	205.86	1128.74	1334.60
EQUIL-3	210.24	0.00	210.24
EQUIL-3	210.24	0.00	210.24
<b>TOTAL:</b>	<b>35938.89</b>	<b>35301.86</b>	<b>71240.75</b>

Tabla obtenida en base a la información de la tabla B.3.

Tabla B.4: Pérdidas de Energía de Transformadores del S.N.I. Continuación).

# **APENDICE C.**

**BALANCES DE ENERGÍA DE CADA MES Y  
GLOBAL DEL AÑO 1997.**

ENERO DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE	ENERGIA FACTURADA	PERDIDAS			
		HIDRULICA	TERMICA	CONTRATADA	HIDRULICA	TERMICA			(MWh)	(MWh)	(MWh)	(%)
		(MW)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)			(MWh)	(MWh)	(MWh)	(%)
1	EMELNORTE	54,110	6,721	112	13,704	9.0	0.4	20,527.6	18,224	2,303.57	11.22	
2	E.E.QUITO	399,900	38,938	4,715	104,311	60.7	284.5	147,618.8	111,452	36,166.79	24.50	
3	STO. DOMINGO	36,480	0	250	11,531	0.0	7.3	11,773.7	9,874	1,899.70	16.14	
4	ELEPCOSA	31,730	3,487	0	8,648	9.0	0.0	12,126.0	10,520	1,606.00	13.24	
5	AMBATO S.A.	53,140	304	1,417	17,302	4.9	13.5	19,004.6	16,648	2,356.28	12.40	
6	RIOBAMBA S.A.	36,000	4,523	944	6,783	35.5	0.0	12,214.5	10,350	1,864.50	15.26	
7	BOLIVAR S.A.	10,080	422	34	2,795	2.8	6.2	3,242.0	2,280	962.00	29.67	
8	AZOGUES C.A.	8,998	0	0	2,866	0.0	0.0	2,866.0	2,725	141.00	4.92	
9	CENTRO SUR C.A.	87,100	7,889	7,796	16,372	3.9	168.6	31,884.5	29,815	2,069.50	6.49	
10	REGIONAL DEL SUR	31,960	1,195	2,630	6,122	8.1	60.0	9,878.9	8,600	1,278.92	12.95	
11	ESMERALDAS	31,840	0	405	8,641	0.0	0.0	9,046.0	7,550	1,496.00	16.54	
12	EMELMANABI	112,580	0	8,431	37,304	0.0	134.0	45,601.0	33,919	11,682.00	25.62	
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	11,960	0.0	0.0	11,960.0	9,997	1,963.00	16.41	
14	MILAGRO C.A.	46,047	0	559	17,524	0.0	2.2	18,080.8	13,800	4,280.82	23.68	
15	EMELGUR	110,897	0	56	44,676	0.0	0.6	44,731.4	41,167	3,564.40	7.97	
16	SANTA ELENA C.A.	42,200	0	5,277	8,914	0.0	117.0	14,074.0	12,447	1,627.00	11.56	
17	EMELORO S.A.	69,620	0	4,079	21,151	0.0	265.7	24,964.3	22,284	2,680.30	10.74	
18	EMELEC INC.	509,280	0	116,940	118,243	0.0	3,500.0	231,683.0	179,000	52,683.00	22.74	
19	SUCUMBIOS S.A.	11,040	131	3,383	0	6.5	192.9	3,314.1	2,285	1,029.10	31.05	
	TOTAL	1,716,002	63,610	157,028	458,847	140	4,753	674,591	542,937	131,654	19.52	
				679,485		4,893						

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.1: Balance de Energía Enero de 1997.

FEBRERO DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA (MW)	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE (MWh)	ENERGIA FACTURADA (MWh)	PERDIDAS			
		HIDRULICA (MWh)	TERMICA (MWh)	CONTRATADA (MWh)	HIDRULICA (MWh)	TERMICA (MWh)			(MWh)	(MWh)	(MWh)	(%)
1	EMELNORTE	60,100	6,879	52	12,564	3.5	0.3	19,490.7	17,400	2,090.70	10.73	
2	E.E.QUITO	394,700	38,463	4,717	104,432	58.5	89.3	147,464.2	115,500	31,964.20	21.68	
3	STO. DOMINGO	36,920	0	250	12,829	0.0	0.0	13,079.0	10,972	2,107.00	16.11	
4	ELEPCOSA	34,250	4,480	0	8,130	9.0	0.0	12,601.0	10,780	1,821.00	14.45	
5	AMBATO S.A.	53,700	1,058	338	18,400	3.1	1.3	19,791.6	17,392	2,399.28	12.12	
6	RIOBAMBA S.A.	37,040	7,016	245	4,720	35.3	0.0	11,945.7	10,486	1,459.70	12.22	
7	BOLIVAR S.A.	10,120	705	54	2,492	2.8	5.2	3,243.0	2,272	971.00	29.94	
8	AZOGUES C.A.	9,173	0	0	2,961	0.0	0.0	2,961.0	2,788	173.00	5.84	
9	CENTRO SUR C.A.	85,930	12,035	1,873	17,349	3.5	68.9	31,184.6	29,060	2,124.60	6.81	
10	REGIONAL DEL SUR	30,780	1,158	558	8,744	8.0	17.0	10,435.0	9,232	1,203.00	11.53	
11	ESMERALDAS	32,400	0	68	11,299	0.0	0.0	11,367.0	9,430	1,937.00	17.04	
12	EMELMANABI	112,340	0	3,831	44,290	0.0	72.0	48,049.0	34,762	13,287.00	27.65	
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	12,318	0.0	0.0	12,318.0	9,539	2,779.00	22.56	
14	MILAGRO C.A.	48,417	0	179	19,882	0.0	0.7	20,060.3	15,100	4,960.30	24.73	
15	EMELGUR	107,879	0	55	48,296	0.0	0.6	48,350.4	41,193	7,157.40	14.80	
16	SANTA ELENA C.A.	50,100	0	1,500	12,153	0.0	37.0	13,616.0	12,120	1,496.00	10.99	
17	EMELORO S.A.	70,440	0	539	26,783	0.0	57.2	27,264.8	21,667	5,597.80	20.53	
18	EMELEC INC.	500,550	0	100,200	119,049	0.0	2,500.0	216,749.0	170,500	46,249.00	21.34	
19	SUCUMBIOS S.A.	11,559	126	2,941	0	6.3	170.9	2,889.8	1,992	897.80	31.07	
		1,719,398	71,920	117,400	486,691	130	3,020	672,860	542,185	130,675	19.42	
					676,011		3,150					

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.2: Balance de Energía - Febrero de 1997.

MARZO DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA (MW)	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE (MWh)	ENERGIA FACTURADA (MWh)	PERDIDAS	
		HIDRULICA	TERMICA	CONTRATADA	HIDRULICA	TERMICA			(MWh)	(%)
		(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)				
1 EMELNORTE	59,840	5,937	2	15,000	4.0	0.2	20,934.9	18,050	2,884.85	13.78
2 E.E.QUITO	401,100	38,147	1,740	136,025	59.6	95.9	175,756.6	139,985	35,771.56	20.35
3 STO. DOMINGO	37,400	0	0	12,403	0.0	0.0	12,403.0	10,389	2,014.00	16.24
4 ELEPCOSA	33,600	4,300	0	8,641	9.0	0.0	12,932.0	10,750	2,182.00	16.87
5 AMBATO S.A.	54,040	842	62	19,245	3.5	1.6	20,144.0	17,248	2,895.95	14.38
6 RIOBAMBA S.A.	37,270	8,912	6	4,274	32.6	0.0	13,159.4	11,478	1,681.40	12.78
7 BOLIVAR S.A.	9,720	871	0	2,706	2.8	0.0	3,574.2	2,498	1,076.20	30.11
8 AZOGUES C.A.	9,181	0	0	3,462	0.0	0.0	3,462.0	3,210	252.00	7.28
9 CENTRO SUR C.A.	89,560	17,783	425	16,969	3.7	41.8	35,131.5	31,900	3,231.50	9.20
10 REGIONAL DEL SUR	31,380	1,739	37	10,069	8.0	10.0	11,827.0	10,492	1,335.00	11.29
11 ESMERALDAS	36,750	0	14	11,802	0.0	0.0	11,816.0	9,600	2,216.00	18.75
12 EMELMANABI	110,380	0	3,093	48,549	0.0	67.0	51,575.0	36,638	14,937.00	28.96
13 LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	14,466	0.0	0.0	14,466.0	10,129	4,337.00	29.98
14 MILAGRO C.A.	49,041	0	95	22,565	0.0	0.4	22,659.1	17,100	5,559.12	24.53
15 EMELGUR	111,593	0	59	55,456	0.0	0.6	55,514.4	41,502	14,012.40	25.24
16 SANTA ELENA C.A.	48,500	0	663	19,203	0.0	27.0	19,839.0	16,784	3,055.00	15.40
17 EMELORO S.A.	69,906	0	155	31,031	0.0	49.9	31,136.1	23,707	7,429.10	23.86
18 EMELEC INC.	505,370	0	63,049	159,850	0.0	3,183.0	219,716.0	165,800	53,916.00	24.54
19 SUCUMBOS S.A.	12,900	145	3,411	0	7.2	194.3	3,354.5	2,258	1,096.50	32.69
	1,740,531	78,676	72,811	591,716	130	3,672	739,401	579,518	159,883	21.62
			743,203			3,802				

Información obtenida en INECEL-DISCOM---Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.3: Balance de Energía - Marzo de 1997.



ABRIL DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA (MW)	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE (MWh)	ENERGIA FACTURADA (MWh)	PERDIDAS			
		HIDRULICA (MWh)	TERMICA (MWh)	CONTRATADA (MWh)	HIDRULICA (MWh)	TERMICA (MWh)			(MWh)	(MWh)	(MWh)	(%)
1	EMELNORTE	60,040	6,602	52	14,691	7.3	0.3	21,337.4	18,700	2,637.43	12.36	
2	E.E.QUITO	410,700	38,936	2,648	137,353	57.9	123.0	178,756.1	142,850	35,906.13	20.09	
3	STO. DOMINGO	38,680	0	181	13,286	0.0	2.8	13,464.2	11,250	2,214.20	16.45	
4	ELEPCOSA	32,890	3,788	0	11,568	9.0	0.0	15,347.0	13,230	2,117.00	13.79	
5	AMBATO S.A.	55,580	1,060	195	19,850	3.7	1.5	21,099.8	18,061	3,038.80	14.40	
6	RIOBAMBA S.A.	38,500	8,427	97	4,245	42.6	0.0	12,726.4	10,969	1,757.40	13.81	
7	BOLIVAR S.A.	9,760	850	49	2,739	2.8	5.2	3,630.0	2,458	1,172.00	32.29	
8	AZOGUES C.A.	9,480	0	0	3,372	0.0	0.0	3,372.0	3,080	292.00	8.66	
9	CENTRO SUR C.A.	92,530	19,816	2,418	14,637	4.0	75.0	36,792.0	33,440	3,352.00	9.11	
10	REGIONAL DEL SUR	31,980	1,675	583	9,609	8.1	19.8	11,839.1	10,157	1,682.12	14.21	
11	ESMERALDAS	35,480	0	11	12,642	0.0	0.0	12,653.0	10,200	2,453.00	19.39	
12	EMELMANABI	111,780	0	2,868	50,894	0.0	59.9	53,702.1	38,151	15,551.10	28.96	
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	14,704	0.0	0.0	14,704.0	10,783	3,921.00	26.67	
14	MILAGRO C.A.	50,342	0	170	23,083	0.0	0.7	23,252.3	16,841	6,411.27	27.57	
15	EMELGUR	114,950	0	65	56,367	0.0	0.7	56,431.3	47,008	9,423.33	16.70	
16	SANTA ELENA C.A.	44,100	0	1,153	16,502	0.0	28.0	17,627.0	15,500	2,127.00	12.07	
17	EMELORO S.A.	69,366	0	447	30,841	0.0	67.6	31,220.4	25,442	5,778.40	18.51	
18	EMELEC INC.	529,220	0	70,000	187,849	0.0	2,633.0	255,216.0	192,710	62,506.00	24.49	
19	SUCUMBIOS S.A.	12,990	178	3,254	0	8.8	186.5	3,236.7	2,190	1,046.70	32.34	
		1,781,368	81,332	84,191	624,232	144	3,204	786,407	623,020	163,387	20.78	
					789,755		3,348					

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.4: Balance de Energía - Abril de 1997.

MAYO DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE	ENERGIA FACTURADA	PERDIDAS			
		HIDRULICA	TERMICA	CONTRATADA	HIDRULICA	TERMICA			(MWh)	(MWh)	(MWh)	(%)
		(MW)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)			(MWh)	(MWh)	(MWh)	(%)
1	EMELNORTE	59,460	7,052	6	15,500	3.0	0.2	22,554.5	19,522	3,032.50	13.45	
2	E.E.QUITO	413,600	38,783	2,150	157,286	59.3	106.8	198,053.0	163,814	34,238.95	17.29	
3	STO. DOMINGO	39,920	0	0	13,564	0.0	0.0	13,564.0	11,317	2,247.00	16.57	
4	ELEPCOSA	33,670	5,224	0	7,783	9.0	0.0	12,998.0	11,010	1,988.00	15.29	
5	AMBATO S.A.	55,240	1,591	46	20,740	3.8	6.1	22,367.1	19,278	3,089.10	13.81	
6	RIOBAMBA S.A.	39,090	9,200	88	3,332	42.7	0.0	12,577.3	10,592	1,985.30	15.78	
7	BOLIVAR S.A.	10,000	895	0	2,844	2.8	0.0	3,736.2	2,490	1,246.20	33.35	
8	AZOGUES C.A.	9,152	0	0	3,310	0.0	0.0	3,310.0	2,992	318.00	9.61	
9	CENTRO SUR C.A.	89,320	21,438	213	13,958	4.3	31.4	35,573.3	31,950	3,623.30	10.19	
10	REGIONAL DEL SUR	32,300	1,242	142	10,934	9.0	12.0	12,297.0	10,228	2,069.00	16.83	
11	ESMERALDAS	36,480	0	8	12,977	0.0	0.0	12,985.0	10,500	2,485.00	19.14	
12	EMELMANABI	113,980	0	2,823	51,474	0.0	122.0	54,175.0	39,104	15,071.00	27.82	
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	17,043	0.0	0.0	17,043.0	13,858	3,185.00	18.69	
14	MILAGRO C.A.	53,353	0	99	24,398	0.0	0.5	24,496.2	17,780	6,716.22	27.42	
15	EMELGUR	121,381	0	58	60,187	0.0	0.6	60,244.4	45,843	14,401.40	23.90	
16	SANTA ELENA C.A.	44,800	0	447	17,562	0.0	21.2	17,987.8	15,569	2,418.80	13.45	
17	EMELORO S.A.	69,620	0	465	32,262	0.0	64.5	32,662.5	26,371	6,291.50	19.26	
18	EMELEC INC.	548,620	0	56,962	203,780	0.0	1,970.0	258,772.0	193,800	64,972.00	25.11	
19	SUCUMBIOS S.A.	12,940	204	3,292	0	10.2	188.4	3,297.4	2,240	1,057.41	32.07	
		1,815,926	85,629	66,798	668,934	144	2,524	818,694	648,258	170,436	20.82	
					821,361		2,668					

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.5: Balance de Energía - Mayo de 1997.

JUNIO DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE	ENERGIA FACTURADA	PERDIDAS		
		HIDRULICA	TERMICA	CONTRATADA	HIDRULICA	TERMICA			(MWh)	(%)	
		(MW)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)			(MWh)	(MWh)	
1	EMELNORTE	60,860	6,191	72	15,099	11.7	0.4	21,349.9	18,540	2,809.90	13.16
2	E.E.QUITO	403,700	38,793	2,698	137,678	56.2	48.1	179,064.7	153,815	25,249.71	14.10
3	STO. DOMINGO	40,360	0	502	15,404	0.0	12.0	15,894.0	13,350	2,544.00	16.01
4	ELEPCOSA	32,690	4,180	0	9,234	9.0	0.0	13,405.0	11,340	2,065.00	15.40
5	AMBATO S.A.	56,560	664	726	20,185	3.9	3.6	21,567.5	18,662	2,905.52	13.47
6	RIOBAMBA S.A.	38,500	8,493	559	5,520	31.0	0.0	14,541.0	12,334	2,207.00	15.18
7	BOLIVAR S.A.	10,120	801	106	2,715	2.8	5.2	3,614.0	2,435	1,179.00	32.62
8	AZOGUES C.A.	9,006	0	0	3,095	0.0	0.0	3,095.0	2,795	300.00	9.69
9	CENTRO SUR C.A.	89,040	16,932	3,688	15,818	4.0	109.0	36,325.0	32,850	3,475.00	9.57
10	REGIONAL DEL SUR	33,080	866	2,296	8,911	7.5	43.0	12,022.5	9,696	2,326.46	19.35
11	ESMERALDAS	36,750	0	459	14,306	0.0	0.0	14,765.0	11,900	2,865.00	19.40
12	EMELMANABI	114,140	0	5,801	49,365	0.0	84.0	55,082.0	39,048	16,034.00	29.11
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	16,141	0.0	0.0	16,141.0	12,433	3,708.00	22.97
14	MILAGRO C.A.	50,696	0	535	22,479	0.0	2.0	23,012.0	16,750	6,261.96	27.21
15	EMELGUR	120,837	0	56	59,115	0.0	0.7	59,170.3	46,695	12,475.30	21.08
16	SANTA ELENA C.A.	40,700	0	3,839	13,121	0.0	107.7	16,852.3	15,027	1,825.30	10.83
17	EMELORO S.A.	71,340	0	1,592	29,476	0.0	84.1	30,983.9	26,418	4,565.90	14.74
18	EMELEC INC.	544,940	0	72,569	188,418	0.0	1,797.0	259,190.0	194,000	65,190.00	25.15
19	SUCUMBIOS S.A.	12,880	160	3,323	0	8.0	190.0	3,285.0	2,235	1,050.00	31.96
		1,799,199	77,080	98,821	626,080	134	2,487	799,360	640,323	159,037	19.90
				801,981		2,621					

Información obtenida en INECEL-DISCOM---Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.6: Balance de Energía - Junio de 1997.

JULIO DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA (MW)	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE (MWh)	ENERGIA FACTURADA (MWh)	PERDIDAS			
		HIDRULICA (MWh)	TERMICA (MWh)	CONTRATADA (MWh)	HIDRULICA (MWh)	TERMICA (MWh)			(MWh)	(MWh)	(MWh)	(%)
1	EMELNORTE	59,600	3,870	0	17,518	7.1	0.1	21,380.8	18,552	2,828.78	13.23	
2	E.E.QUITO	400,050	38,009	2,116	140,446	59.1	105.3	180,406.6	157,400	23,006.60	12.75	
3	STO. DOMINGO	40,600	0	250	15,874	0.0	0.5	16,123.5	13,550	2,573.50	15.96	
4	ELEPCOSA	33,510	6,569	0	7,247	9.0	0.0	13,807.0	11,575	2,232.00	16.17	
5	AMBATO S.A.	55,500	1,560	72	20,159	3.7	1.2	21,786.1	18,840	2,946.10	13.52	
6	RIOBAMBA S.A.	37,380	9,781	34	2,668	33.6	0.0	12,449.4	10,520	1,929.40	15.50	
7	BOLIVAR S.A.	10,480	402	0	3,095	2.8	0.0	3,494.2	2,350	1,144.20	32.75	
8	AZOGUES C.A.	9,200	0	0	3,396	0.0	0.0	3,396.0	3,070	326.00	9.60	
9	CENTRO SUR C.A.	90,460	18,920	545	18,567	4.2	43.1	37,984.7	34,350	3,634.70	9.57	
10	REGIONAL DEL SUR	32,070	1,234	96	10,987	8.5	11.5	12,297.0	9,901	2,396.02	19.48	
11	ESMERALDAS	38,200	0	460	14,317	0.0	0.0	14,777.0	11,950	2,827.00	19.13	
12	EMELMANABI	115,580	0	3,103	52,815	0.0	59.6	55,858.4	39,282	16,576.40	29.68	
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	15,462	0.0	0.0	15,462.0	11,607	3,855.00	24.93	
14	MILAGRO C.A.	51,937	0	208	24,773	0.0	0.8	24,980.2	18,100	6,880.22	27.54	
15	EMELGUR	119,433	0	48	60,218	0.0	0.7	60,265.3	47,258	13,007.33	21.58	
16	SANTA ELENA C.A.	43,400	0	556	16,674	0.0	50.1	17,179.9	15,169	2,010.90	11.70	
17	EMELORO S.A.	70,240	0	191	32,287	0.0	50.8	32,427.2	24,600	7,827.24	24.14	
18	EMELEC INC.	532,050	0	47,135	219,006	0.0	1,910.0	264,231.0	197,900	66,331.00	25.10	
19	SUCUMBIOS S.A.	12,830	148	3,327	0	7.9	190.1	3,277.0	2,228	1,048.96	32.01	
		1,785,520	80,493	58,141	675,509	136	2,424	811,583	648,202	163,381	20.13	
				814,143			2,560					

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.7: Balance de Energía - Julio de 1997.

AGOSTO DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA (MW)	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE (MWh)	ENERGIA FACTURADA (MWh)	PERDIDAS			
		HIDRULICA (MWh)	TERMICA (MWh)	CONTRATADA (MWh)	HIDRULICA (MWh)	TERMICA (MWh)			(MWh)	(MWh)	(MWh)	(%)
1	EMELNORTE	58,090	2,799	36	17,927	2.2	0.3	20,759.5	17,950	2,809.50	13.53	
2	E.E.QUITO	396,800	23,513	3,068	138,282	62.2	131.9	164,668.9	143,250	21,418.90	13.01	
3	STO. DOMINGO	39,280	0	550	12,399	0.0	12.9	12,936.1	10,850	2,086.10	16.13	
4	ELEPCOSA	34,100	4,263	0	10,012	9.0	0.0	14,266.0	11,960	2,306.00	16.16	
5	AMBATO S.A.	54,260	873	607	20,198	3.8	6.2	21,668.0	18,739	2,929.00	13.52	
6	RIOBAMBA S.A.	37,560	9,217	263	4,445	40.3	0.0	13,884.7	11,762	2,122.70	15.29	
7	BOLIVAR S.A.	10,520	383	155	3,192	2.8	5.2	3,722.0	2,502	1,220.00	32.78	
8	AZOGUES C.A.	9,376	0	0	3,728	0.0	0.0	3,728.0	3,390	338.00	9.07	
9	CENTRO SUR C.A.	88,080	15,293	3,795	17,209	3.9	109.7	36,183.4	32,600	3,583.40	9.90	
10	REGIONAL DEL SUR	32,050	1,679	1,278	9,400	7.9	31.3	12,317.8	10,140	2,177.82	17.68	
11	ESMERALDAS	40,600	0	460	15,647	0.0	0.0	16,107.0	12,896	3,211.00	19.94	
12	EMELMANABI	117,900	0	5,506	50,892	0.0	90.0	56,308.0	39,312	16,996.00	30.18	
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	15,607	0.0	0.0	15,607.0	11,216	4,391.00	28.13	
14	MILAGRO C.A.	48,920	0	449	25,422	0.0	1.8	25,869.2	18,650	7,219.20	27.91	
15	EMELGUR	120,732	0	53	60,168	0.0	0.7	60,220.3	48,072	12,148.30	20.17	
16	SANTA ELENA C.A.	40,900	0	1,985	14,679	0.0	49.9	16,614.1	14,650	1,964.10	11.82	
17	EMELORO S.A.	69,360	0	1,463	31,148	0.0	74.8	32,536.3	24,992	7,544.25	23.19	
18	EMELEC INC.	536,250	0	70,106	200,851	0.0	2,055.0	268,902.0	201,600	67,302.00	25.03	
19	SUCUMBIOS S.A.	12,930	140	3,328	0	7.0	190.0	3,271.0	2,250	1,021.00	31.21	
		1,780,708	58,160	93,102	651,206	139	2,760	799,569	636,781	162,788	20.36	
				802,468			2,899					

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.8: Balance de Energía - Agosto de 1997.

SEPTIEMBRE DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA (MW)	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE (MWh)	ENERGIA FACTURADA (MWh)	PERDIDAS		
		HIDRULICA	TERMICA	CONTRATADA	HIDRULICA	TERMICA			(MWh)	(%)	
		(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)					
1	EMELNORTE	61,190	3,154	75	19,214	1.9	0.4	22,440.7	19,500	2,940.74	13.10
2	E.E.QUITO	408,350	36,450	3,580	127,220	60.4	148.9	167,040.7	144,800	22,240.70	13.31
3	STO. DOMINGO	40,120	0	331	14,340	0.0	11.3	14,659.2	12,294	2,365.20	16.13
4	ELEPCOSA	34,200	4,263	0	10,423	9.0	0.0	14,677.0	12,310	2,367.00	16.13
5	AMBATO S.A.	55,860	888	795	19,838	3.8	8.1	21,509.1	18,600	2,909.10	13.52
6	RIOBAMBA S.A.	37,060	7,222	364	5,335	40.9	0.0	12,880.1	10,868	2,012.10	15.62
7	BOLIVAR S.A.	10,440	252	92	3,252	2.8	5.2	3,588.0	2,408	1,180.00	32.89
8	AZOGUES C.A.	5,432	0	0	3,643	0.0	0.0	3,643.0	3,336	307.00	8.43
9	CENTRO SUR C.A.	95,750	12,898	4,852	20,348	3.7	137.0	37,957.3	34,360	3,597.30	9.48
10	REGIONAL DEL SUR	33,650	1,656	1,320	9,346	8.1	31.2	12,282.7	10,307	1,975.70	16.09
11	ESMERALDAS	43,200	0	460	14,624	0.0	0.0	15,084.0	12,064	3,020.00	20.02
12	EMELMANABI	119,980	0	6,122	52,343	0.0	136.7	58,328.3	40,821	17,507.31	30.02
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	16,239	0.0	0.0	16,239.0	11,633	4,606.00	28.36
14	MILAGRO C.A.	51,760	0	266	26,091	0.0	0.9	26,356.1	18,998	7,358.10	27.92
15	EMELGUR	123,022	0	53	58,719	0.0	0.7	58,771.3	46,897	11,874.33	20.20
16	SANTA ELENA C.A.	41,000	0	2,307	13,699	0.0	49.8	15,956.2	14,200	1,756.20	11.01
17	EMELORO S.A.	69,320	0	1,508	31,148	0.0	68.8	32,587.2	26,639	5,948.22	18.25
18	EMELEC INC.	556,110	0	66,399	195,239	0.0	2,241.0	259,397.0	194,000	65,397.00	25.21
19	SUCUMBIOS S.A.	11,760	142	3,836	0	7.1	215.6	3,755.3	2,540	1,215.30	32.36
		1,831,204	66,925	92,360	641,061	138	3,056	797,152	636,575	160,577	20.14
					800,346		3,193				

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.9: Balance de Energía - Septiembre de 1997.

OCTUBRE DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA (MW)	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE (MWh)	ENERGIA FACTURADA (MWh)	PERDIDAS			
		HIDRULICA (MWh)	TERMICA (MWh)	CONTRATADA (MWh)	HIDRULICA (MWh)	TERMICA (MWh)			(MWh)	(MWh)	(MWh)	(%)
1	EMELNORTE	61,530	4,118	194	17,187	2.6	0.5	21,495.9	18,680	2,815.90	13.10	
2	E.E.QUITO	431,900	28,103	9,665	139,279	62.1	344.5	176,640.4	153,684	22,956.40	13.00	
3	STO. DOMINGO	37,920	0	550	12,699	0.0	12.5	13,236.5	11,080	2,156.50	16.29	
4	ELEPCOSA	33,800	4,263	0	10,835	9.0	0.0	15,089.0	12,710	2,379.00	15.77	
5	AMBATO S.A.	57,400	295	792	19,848	5.4	6.4	20,923.2	18,104	2,819.20	13.47	
6	RIOBAMBA S.A.	37,620	6,045	737	7,919	38.8	0.0	14,662.2	12,510	2,152.20	14.68	
7	BOLIVAR S.A.	10,920	276	103	3,400	2.8	5.2	3,771.0	2,530	1,241.00	32.91	
8	AZOGUES C.A.	9,767	0	0	3,453	0.0	0.0	3,453.0	3,165	288.00	8.34	
9	CENTRO SUR C.A.	96,760	13,184	9,520	15,048	3.9	209.8	37,538.3	33,975	3,563.30	9.49	
10	REGIONAL DEL SUR	33,660	1,537	2,852	8,413	8.0	60.5	12,733.5	10,439	2,294.50	18.02	
11	ESMERALDAS	41,700	0	460	15,206	0.0	0.0	15,666.0	12,550	3,116.00	19.89	
12	EMELMANABI	123,860	0	8,023	52,510	0.0	104.5	60,428.5	42,101	18,327.50	30.33	
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	16,541	0.0	0.0	16,541.0	11,295	5,246.00	31.72	
14	MILAGRO C.A.	53,407	0	899	24,529	0.0	3.0	25,425.0	18,300	7,125.00	28.02	
15	EMELGUR	124,598	0	46	57,991	0.0	0.7	58,036.0	45,370	12,666.03	21.82	
16	SANTA ELENA C.A.	41,150	0	3,667	12,216	0.0	0.0	15,883.0	14,058	1,825.00	11.49	
17	EMELORO S.A.	71,440	0	2,467	30,292	0.0	107.5	32,651.5	25,778	6,873.50	21.05	
18	EMELEC INC.	559,000	0	66,399	200,264	0.0	2,241.0	264,422.0	197,000	67,422.00	25.50	
19	SUCUMBIOS S.A.	12,250	91	4,108	0	4.6	229.3	3,965.1	2,680	1,285.10	32.41	
		1,871,682	57,912	110,482	647,630	137	3,325	812,561	646,009	166,552	20.50	
				816,024		3,463						

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.10: Balance de Energía - Octubre de 1997.

NOVIEMBRE DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA (MW)	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE (MWh)	ENERGIA FACTURADA (MWh)	PERDIDAS		
		HIDRULICA	TERMICA	CONTRATADA	HIDRULICA	TERMICA			(MWh)	(%)	
		(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)					
1	EMELNORTE	62,910	6,232	36	15,148	2.6	0.3	21,413.5	18,550	2,863.48	13.37
2	E.E.QUITO	431,600	36,007	2,690	126,742	59.5	121.4	165,258.1	143,100	22,158.10	13.41
3	STO. DOMINGO	41,000	0	221	13,304	0.0	11.3	13,513.7	11,300	2,213.70	16.38
4	ELEPCOSA	35,400	4,263	0	10,338	9.0	0.0	14,592.0	12,270	2,322.00	15.91
5	AMBATO S.A.	58,160	1,002	379	19,619	5.8	3.2	20,991.0	18,166	2,825.00	13.46
6	RIOBAMBA S.A.	39,825	7,395	389	9,399	38.8	0.0	17,144.2	14,869	2,275.20	13.27
7	BOLIVAR S.A.	10,800	692	43	3,078	2.8	5.2	3,805.0	2,580	1,225.00	32.19
8	AZOGUES C.A.	10,000	0	0	3,471	0.0	0.0	3,471.0	3,185	286.00	8.24
9	CENTRO SUR C.A.	98,480	18,864	3,749	16,785	3.9	107.6	39,286.5	35,700	3,586.50	9.13
10	REGIONAL DEL SUR	33,850	1,631	952	9,811	7.5	28.9	12,357.6	10,498	1,859.60	15.05
11	ESMERALDAS	39,600	0	460	14,518	0.0	0.0	14,978.0	12,132	2,846.00	19.00
12	EMELMANABI	124,420	0	4,860	54,434	0.0	72.2	59,221.8	41,285	17,936.80	30.29
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	14,451	0.0	0.0	14,451.0	11,519	2,932.00	20.29
14	MILAGRO C.A.	54,443	0	305	24,754	0.0	10.2	25,048.8	17,998	7,050.80	28.15
15	EMELGUR	124,595	0	64	58,707	0.0	0.7	58,770.3	46,389	12,381.33	21.07
16	SANTA ELENA C.A.	47,700	0	1,410	14,372	0.0	0.0	15,782.0	13,826	1,956.00	12.39
17	EMELORO S.A.	72,300	0	2,467	30,598	0.0	107.5	32,957.5	25,216	7,741.50	23.49
18	EMELEC INC.	565,100	0	66,399	188,662	0.0	2,241.0	252,820.0	187,890	64,930.00	25.68
19	SUCUMBIOS S.A.	12,000	158	3,731	0	7.9	215.3	3,665.8	2,480	1,185.80	32.35
		1,895,183	76,244	88,155	628,191	138	2,925	789,528	628,953	160,575	20.34
				792,590		3,063					

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.11: Balance de Energía - Noviembre de 1997.



DICIEMBRE DE 1997

EMPRESAS ELECTRICAS	DEMANDA MAXIMA	ENERGIA BRUTA			AUTOCONSUMO		ENERGIA DISPONIBLE	ENERGIA FACTURADA	PERDIDAS		
		HIDRULICA	TERMICA	CONTRATADA	HIDRULICA	TERMICA			(MWh)	(%)	
		(MW)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)			(MWh)		
1	EMELNORTE	64,550	6,721	114	16,877	7.2	0.2	23,704.6	20,836	2,868.60	12.10
2	E.E.QUITO	439,650	39,574	2,005	134,154	63.9	117.1	175,552.0	152,050	23,502.02	13.39
3	STO. DOMINGO	40,700	0	442	15,474	0.0	12.8	15,903.2	13,350	2,553.20	16.05
4	ELEPCOSA	34,800	4,263	0	9,416	9.0	0.0	13,670.0	11,388	2,282.00	16.69
5	AMBATO S.A.	58,880	1,102	239	20,265	5.8	2.8	21,597.4	18,650	2,947.40	13.65
6	RIOBAMBA S.A.	39,338	8,687	19	5,673	53.6	0.0	14,325.4	12,350	1,975.40	13.79
7	BOLIVAR S.A.	10,800	841	13	3,114	2.8	5.2	3,960.0	2,660	1,300.00	32.83
8	AZOGUES C.A.	10,000	0	0	3,903	0.0	0.0	3,903.0	3,610	293.00	7.51
9	CENTRO SUR C.A.	99,580	21,683	2,029	14,745	4.1	74.8	38,378.1	34,800	3,578.10	9.32
10	REGIONAL DEL SUR	34,160	1,669	568	10,814	7.8	21.3	13,021.9	10,542	2,479.93	19.04
11	ESMERALDAS	43,600	0	460	16,536	0.0	0.0	16,996.0	13,650	3,346.00	19.69
12	EMELMANABI	125,420	0	2,887	56,411	0.0	67.5	59,230.5	41,052	18,178.50	30.69
13	LOS RIOS S.A.	33,000	0	0	15,498	0.0	0.0	15,498.0	11,219	4,279.00	27.61
14	MILAGRO C.A.	56,992	0	77	26,453	0.0	0.3	26,530.1	19,079	7,451.14	28.09
15	EMELGUR	126,511	0	78	63,027	0.0	0.5	63,104.5	47,929	15,175.50	24.05
16	SANTA ELENA C.A.	45,000	0	878	16,681			17,559.0	15,200	2,359.00	13.43
17	EMELORO S.A.	76,300	0	2,467	31,709	0.0	107.5	34,068.5	25,451	8,617.50	25.29
18	EMELEC INC.	570,800	0	66,399	190,564	0.0	2,241.0	254,722.0	187,995	66,727.00	26.20
19	SUCUMBIOS S.A.	12,550	130	4,196	0	6.5	231.0	4,088.5	2,780	1,308.50	32.00
		1,922,631	84,670	82,871	651,314	161	2,882	815,813	644,591	171,222	20.99
				818,855		3,043					

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas

Tabla C.12: Balance de Energía - Diciembre de 1997.

<b>BALANCE ENERGETICO: SISTEMA DE DISTRIBUCION DEL PAIS - 1997</b>							
<b>EMPRESAS ELECTRICAS</b>	<b>Energía Generada (MWh)</b>	<b>Energía Comprada (MWh)</b>	<b>Autoconsumos (MWh)</b>	<b>Energía Disponible (MWh)</b>	<b>Energía Facturada (MWh)</b>	<b>Pérdidas</b>	
						<b>(GWh)</b>	<b>(%)</b>
EMELNORTE	67,026.60	190,429.05	65.65	257,390	223,320	34.07	13.24
E.E.QUITO	475,508.00	1,583,207.94	2,435.94	2,056,280	1,713,730	342.55	16.66
STO. DOMINGO	3,526.50	163,106.90	83.40	166,550	139,830	26.72	16.04
ELEPCOSA	53,343.00	112,275.00	108.00	165,510	138,680	26.83	16.21
AMBATO S.A.	16,907.00	235,649.63	106.63	252,450	219,510	32.94	13.05
RIOBAMBA S.A.	98,663.00	64,312.70	465.70	162,510	138,550	23.96	14.74
BOLIVAR S.A.	8,039.00	35,422.40	81.40	43,380	29,300	14.08	32.46
AZOGUES C.A.	0.00	40,660.00	0.00	40,660	37,280	3.38	8.31
CENTRO SUR C.A.	237,638.00	197,805.80	1,223.80	434,220	392,700	41.52	9.56
REGIONAL DEL SUR	30,593.00	113,159.93	442.93	143,310	120,160	23.15	16.15
ESMERALDAS	3,725.00	162,515.00	0.00	166,240	134,090	32.15	19.34
EMELMANABI	57,348.00	601,281.39	1,069.39	657,560	466,350	191.21	29.08
EMELRIOS S.A.	0.00	180,430.00	0.00	180,430	134,100	46.33	25.68
MILAGRO C.A.	3,840.61	281,952.85	23.46	285,770	208,020	77.75	27.21
EMELGUR	690.70	682,926.95	7.65	683,610	546,400	137.21	20.07
SANTA ELENA C.A.	23,682.00	175,775.70	487.70	198,970	174,660	24.31	12.22
EMELORO S.A.	17,840.00	358,725.79	1,105.79	375,460	298,930	76.53	20.38
EMELEC INC.	862,557.00	2,171,775.00	28,512.00	3,005,820	2,235,640	770.18	25.62
SUCUMBIOS S.A.	43,882.33	0.00	2,482.33	41,400	27,990	13.41	32.39
<b>TOTAL:</b>	<b>2,004,809.74</b>	<b>7,351,412.03</b>	<b>38,701.77</b>	<b>9,317,520.00</b>	<b>7,379,240.00</b>	<b>1,938.28</b>	<b>20.80</b>

Información obtenida en INECCEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla C.13: Balance de Energía del Sistema de Distribución del País -1997.

# **APENDICE D.**

**TABLAS Y FIGURAS ADICIONALES.**

PORCENTAJE DE PERDIDAS DE EMPRESAS ELECTRICAS ENERO 1997 - DICIEMBRE 1997

EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
EMELNORTE	11.22	10.73	13.78	12.36	13.45	13.16	13.23	13.53	13.10	13.10	13.37	12.10
E.E.QUITO	24.50	21.68	20.35	20.09	17.29	14.10	12.75	13.01	13.31	13.00	13.41	13.39
STO. DOMINGO	16.14	16.11	16.24	16.45	16.57	16.01	15.96	16.13	16.13	16.29	16.38	16.05
ELEPCOSA	13.24	14.45	16.87	13.79	15.29	15.40	16.17	16.16	16.13	15.77	15.91	16.69
AMBATO S.A.	12.40	12.12	14.38	14.40	13.81	13.47	13.52	13.52	13.52	13.47	13.46	13.65
RIOBAMBA S.A.	15.26	12.22	12.78	13.81	15.78	15.18	15.50	15.29	15.62	14.68	13.27	13.79
BOLIVAR S.A.	29.67	29.94	30.11	32.29	33.35	32.62	32.75	32.78	32.89	32.91	32.19	32.83
AZOGUES C.A.	4.92	5.84	7.28	8.66	9.61	9.69	9.60	9.07	8.43	8.34	8.24	7.51
CENTRO SUR C.A.	6.49	6.81	9.20	9.11	10.19	9.57	9.57	9.90	9.48	9.49	9.13	9.32
REGIONAL DEL SUR	12.95	11.53	11.29	14.21	16.83	19.35	19.48	17.68	16.09	18.02	15.05	19.04
ESMERALDAS	16.54	17.04	18.75	19.39	19.14	19.40	19.13	19.94	20.02	19.89	19.00	19.69
EMELMANABI	25.62	27.65	28.96	28.96	27.82	29.11	29.68	30.18	30.02	30.33	30.29	30.69
LOS RIOS S.A.	16.41	22.56	29.98	26.67	18.69	22.97	24.93	28.13	28.36	31.72	20.29	27.61
MILAGRO C.A.	23.68	24.73	24.53	27.57	27.42	27.21	27.54	27.91	27.92	28.02	28.15	28.09
EMELGUR	7.97	14.80	25.24	16.70	23.90	21.08	21.58	20.17	20.20	21.82	21.07	24.05
SANTA ELENA C.A.	11.56	10.99	15.40	12.07	13.45	10.83	11.70	11.82	11.01	11.49	12.39	13.43
EMELORO S.A.	10.74	20.53	23.86	18.51	19.26	14.74	24.14	23.19	18.25	21.05	23.49	25.29
EMELEC INC.	22.74	21.34	24.54	24.49	25.11	25.15	25.10	25.03	25.21	25.50	25.68	26.20
SUCUMBIOS S.A.	31.05	31.07	32.69	32.34	32.07	31.96	32.01	31.21	32.36	32.41	32.35	32.00
<b>TOTAL:</b>	<b>19.52</b>	<b>19.42</b>	<b>21.62</b>	<b>20.78</b>	<b>20.82</b>	<b>19.90</b>	<b>20.13</b>	<b>20.36</b>	<b>20.14</b>	<b>20.50</b>	<b>20.34</b>	<b>20.99</b>

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla D.1: Porcentaje de Pérdidas de Energía de Empresas Eléctricas Enero 1997 - Diciembre 1997.

EMPRESA	PRECIOS MEDIOS (\$/KWh)									
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998 ^	1999 ^	2000 ^
AMBATO	32.70	75.45	110.72	110.61	149.52	113.35	332.87	366.16	402.77	443.05
AZOGUEZ	20.96	60.10	113.00	124.86	122.40	117.25	172.00	189.20	208.12	228.93
BOLIVAR	18.20	20.50	22.20	24.12	22.10	24.85	106.47	117.12	128.83	141.71
CENTRO SUR	34.00	56.00	112.00	128.00	124.00	123.69	297.31	327.04	359.74	395.71
COTOPAXI	43.27	98.10	127.97	127.46	113.72	129.60	289.20	318.12	349.93	384.93
EMELEC	38.82	67.28	134.73	150.00	146.79	149.35	164.29	180.71	198.79	218.66
EMELGUR	34.27	61.78	117.44	129.80	124.90	129.60	241.64	265.80	292.38	321.62
EMELMANABI	32.54	55.60	109.34	120.90	122.89	125.73	195.97	215.57	237.12	260.84
EMELNORTE	33.40	57.37	104.06	115.27	116.18	115.54	225.50	248.05	272.86	300.14
EMELORO	39.75	74.03	122.39	119.50	117.95	116.44	187.35	206.09	226.69	249.36
EMELRIOS	36.56	62.36	123.97	122.99	131.86	138.09	151.70	217.47	239.22	263.14
ESMERALDAS	33.50	56.95	114.41	122.94	120.86	139.91	153.90	169.29	186.22	204.84
MILAGRO	30.42	49.85	110.20	124.18	130.76	147.38	328.00	360.80	396.88	436.57
E.E. QUITO	36.25	60.84	123.50	134.87	137.50	137.48	250.50	264.28	278.81	294.15
REG. SUR	24.72	40.99	72.45	78.24	84.50	91.26	100.39	110.42	121.47	133.61
RIOBAMBA	17.28	26.10	54.29	114.20	114.53	109.93	297.98	327.78	360.56	396.61
SANTA ELENA	32.85	69.95	111.00	125.38	125.48	123.81	136.19	149.81	164.79	181.27
STO. DOMINGO	32.47	56.32	105.50	115.47	116.33	118.31	130.14	143.16	157.47	173.22
SUCUMBOS	99.90	110.20	120.50	131.10	121.06	132.85	226.17	248.79	273.67	301.03

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas y tabulada por el autor de la tesis.

^DATOS ESTIMADOS

Tabla D.2: Precios Medios.

EMPRESA	PERDIDAS DE ENRGIA (MILES DE SUCRES)									
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998 ^	1999 ^	2000 ^
AMBATO	934,893	2,042,432	3,095,731	3,140,218	3,304,392	3,488,913	10,964,738	11,138,587	12,461,704	13,947,214
AZOGUEZ	93,691	236,794	639,580	740,420	479,808	400,995	581,360	665,984	686,796	707,394
BOLIVAR	40,040	63,755	186,258	187,171	157,131	233,839	1,499,098	1,171,200	1,402,959	1,670,761
CENTRO SUR	1,272,960	2,110,080	4,632,320	5,145,600	4,436,720	5,478,230	12,344,311	13,931,904	15,580,339	17,415,197
COTOPAXI	890,497	1,622,574	1,991,213	3,159,733	2,094,722	2,720,304	7,759,236	7,914,826	9,087,682	10,420,055
EMELEC	15,963,172	36,292,850	86,014,327	90,879,000	95,156,618	100,712,679	126,532,872	148,429,773	173,458,190	201,991,548
EMELGUR	2,180,943	4,015,700	8,273,648	11,909,150	11,059,895	12,813,682	33,155,424	35,011,176	41,710,931	49,404,048
EMELMANABI	2,629,557	5,041,252	10,842,154	16,137,732	16,005,194	20,206,068	37,471,424	42,764,777	51,291,427	61,104,378
EMELNORTE	1,041,078	1,544,400	2,800,255	4,517,431	3,918,751	3,477,754	7,682,785	8,644,543	9,724,730	10,931,099
EMELORO	2,122,650	3,603,780	7,447,432	7,560,765	5,798,422	7,035,305	14,337,896	14,529,345	16,639,046	19,026,168
EMELRIOS	958,238	1,635,703	3,429,010	3,824,989	4,794,430	5,125,901	7,028,261	9,997,096	11,774,408	13,804,324
ESMERALDAS	989,590	1,936,300	3,981,468	3,857,857	3,924,324	4,341,407	4,947,885	5,440,981	5,981,386	6,577,412
MILAGRO	1,266,993	1,778,648	4,399,184	6,687,093	6,591,612	8,825,114	25,502,000	27,128,552	32,210,781	38,038,344
E.E. QUITO	10,041,250	14,297,400	33,221,500	43,967,620	42,487,500	44,781,360	85,808,775	94,474,814	103,834,420	113,939,003
REG. SUR	433,342	643,543	1,251,936	1,398,931	1,565,785	1,806,948	2,324,029	2,787,001	3,341,640	4,005,628
RIOBAMBA	528,941	672,858	921,844	2,463,294	2,617,011	2,646,015	7,139,601	6,942,380	7,413,114	7,908,403
SANTA ELENA	835,704	1,951,605	3,409,920	3,506,879	2,788,166	2,649,534	3,310,779	6,242,583	3,796,762	4,060,448
STO. DOMINGO	577,641	1,207,501	2,411,730	2,945,640	2,580,199	2,987,328	3,477,341	3,998,459	4,588,676	5,255,495
SUCUMBIOS	332,667	450,718	485,615	1,202,187	1,305,027	1,458,693	3,032,940	3,786,584	4,660,600	5,671,405
<b>TOTAL</b>	<b>43,133,846.50</b>	<b>81,147,893.30</b>	<b>179,435,124.90</b>	<b>213,231,710.30</b>	<b>211,065,705.60</b>	<b>231,190,068.80</b>	<b>394,900,753.10</b>	<b>445,000,563.00</b>	<b>509,645,591.30</b>	<b>585,878,325.00</b>

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

^DATOS ESTIMADOS

Tabla D.3: Pérdidas Anuales de Energía (Miles de sucres).

PERDIDAS DE ENERGIA (Miles de Sucres) 1995-1997												
EMPRESA	PRECIO MEDIO (Sucres/KWh)			PERDIDAS 1995 (Miles de sucres)			PERDIDAS 1996 (Miles de sucres)			PERDIDAS 1997 (Miles de sucres)		
	1995	1996	1997	TOTALES	TECNICAS	NO TECNICAS	TOTALES	TECNICAS	NO TECNICAS	TOTALES	TECNICAS	NO TECNICAS
AMBATO	149.52	113.35	332.87	3,304,392.00	2,981,428.80	322,963.20	3,488,913.00	2,638,788.00	850,125.00	10,964,737.80	8,291,791.70	2,672,946.10
AZOGUEZ	122.40	117.25	172.00	479,808.00	340,272.00	139,536.00	400,995.00	257,950.00	143,045.00	581,360.00	374,960.00	206,400.00
BOLIVAR	22.10	24.85	106.47	157,131.00	71,162.00	85,969.00	233,838.50	87,720.50	146,118.00	1,499,097.60	562,360.74	936,736.86
CENTRO SUR	124.00	123.69	297.31	4,436,720.00	3,025,600.00	1,411,120.00	5,478,230.10	3,488,058.00	1,990,172.10	12,344,311.20	7,859,778.19	4,484,533.01
COTOPAXI	113.72	129.60	289.20	2,094,722.40	1,766,071.60	328,650.80	2,720,304.00	2,265,408.00	454,896.00	7,759,236.00	6,461,717.26	1,297,518.74
EMELEC	146.79	149.35	164.29	95,156,617.50	39,931,283.70	55,225,333.80	100,712,679.00	42,263,063.00	58,449,616.00	126,532,872.20	53,098,247.43	73,434,624.77
EMELGUR	124.90	129.60	241.64	11,059,895.00	5,859,059.00	5,200,836.00	12,813,552.00	7,209,648.00	5,603,904.00	33,155,424.40	18,655,165.97	14,500,258.43
EMELMANABI	122.89	125.73	195.97	16,005,193.60	7,481,543.20	8,523,650.40	20,206,068.30	8,047,977.30	12,158,091.00	37,471,423.70	14,924,683.16	22,546,740.54
EMELNORTE	116.18	115.54	225.50	3,918,751.40	3,019,518.20	899,233.20	3,477,754.00	3,183,127.00	294,627.00	7,682,785.00	7,031,917.83	650,867.17
EMELORO	117.95	116.44	187.35	5,798,422.00	3,553,833.50	2,244,588.50	7,035,304.80	3,855,328.40	3,179,976.40	14,337,895.50	7,857,128.77	6,480,766.73
EMELRIOS	131.86	138.09	151.70	4,794,429.60	2,461,826.20	2,332,603.40	5,125,900.80	2,732,801.10	2,393,099.70	7,028,261.00	3,747,017.38	3,281,243.62
ESMERALDAS	120.86	139.91	153.90	3,856,642.60	1,579,640.20	2,277,002.40	4,341,407.30	2,088,856.30	2,252,551.00	4,947,885.00	2,380,661.39	2,567,223.61
MILAGRO	130.76	147.38	328.00	6,591,611.60	3,926,722.80	2,664,888.80	8,825,114.40	4,792,797.60	4,032,316.80	25,502,000.00	13,849,783.57	11,652,216.43
E.E. QUITO	137.50	137.48	250.50	42,487,500.00	25,151,500.00	17,336,000.00	44,788,234.40	27,174,296.80	17,613,937.60	85,808,775.00	52,062,626.52	33,746,148.48
REG. SUR	84.50	91.26	100.39	1,565,785.00	1,223,560.00	342,225.00	1,806,948.00	1,440,082.80	366,865.20	2,324,028.50	1,852,180.29	471,848.21
RIOBAMBA	114.53	109.93	297.98	2,617,010.50	1,462,548.10	1,154,462.40	2,646,015.10	1,556,608.80	1,089,406.30	7,139,600.80	4,200,114.14	2,939,486.66
SANTA ELENA	125.48	123.81	136.19	2,788,165.60	1,722,840.40	1,065,325.20	2,649,534.00	1,889,340.60	760,193.40	3,310,778.90	2,360,863.83	949,915.07
STO. DOMINGO	116.33	118.31	130.14	2,580,199.40	1,144,687.20	1,435,512.20	2,987,327.50	1,197,297.20	1,790,030.30	3,477,340.80	1,393,690.65	2,083,650.15
SUCUMBIOS	121.06	132.85	226.17	1,305,026.80	491,503.60	813,523.20	1,458,693.00	589,854.00	868,839.00	3,032,939.70	1,226,434.63	1,806,505.07
<b>TOTAL</b>	<b>2,243.33</b>	<b>2,284.42</b>	<b>3,987.57</b>	<b>210,998,024.00</b>	<b>107,194,600.50</b>	<b>103,803,423.50</b>	<b>231,196,813.20</b>	<b>116,759,003.40</b>	<b>114,437,809.80</b>	<b>394,900,753.10</b>	<b>208,191,123.45</b>	<b>186,709,629.65</b>

Información obtenida en INECEL-DISCOM—Departamento de Control de Pérdidas, procesada y tabulada por el autor de la tesis.

Tabla D.4: Pérdidas de Energía Técnicas y No Técnicas para el período 1995 - 1997 (Miles de sucres).

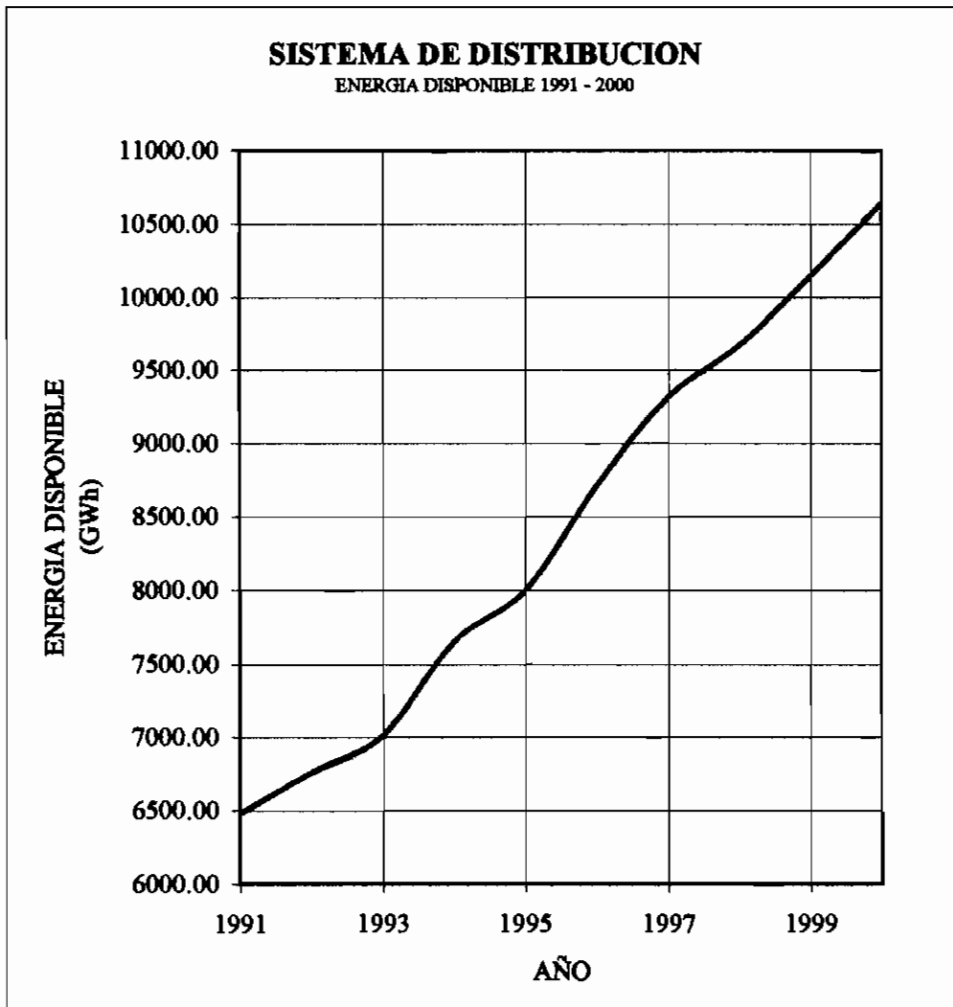


Figura D.1: Energía Disponible del Sistema de Distribución 1991 - 2000 [13].



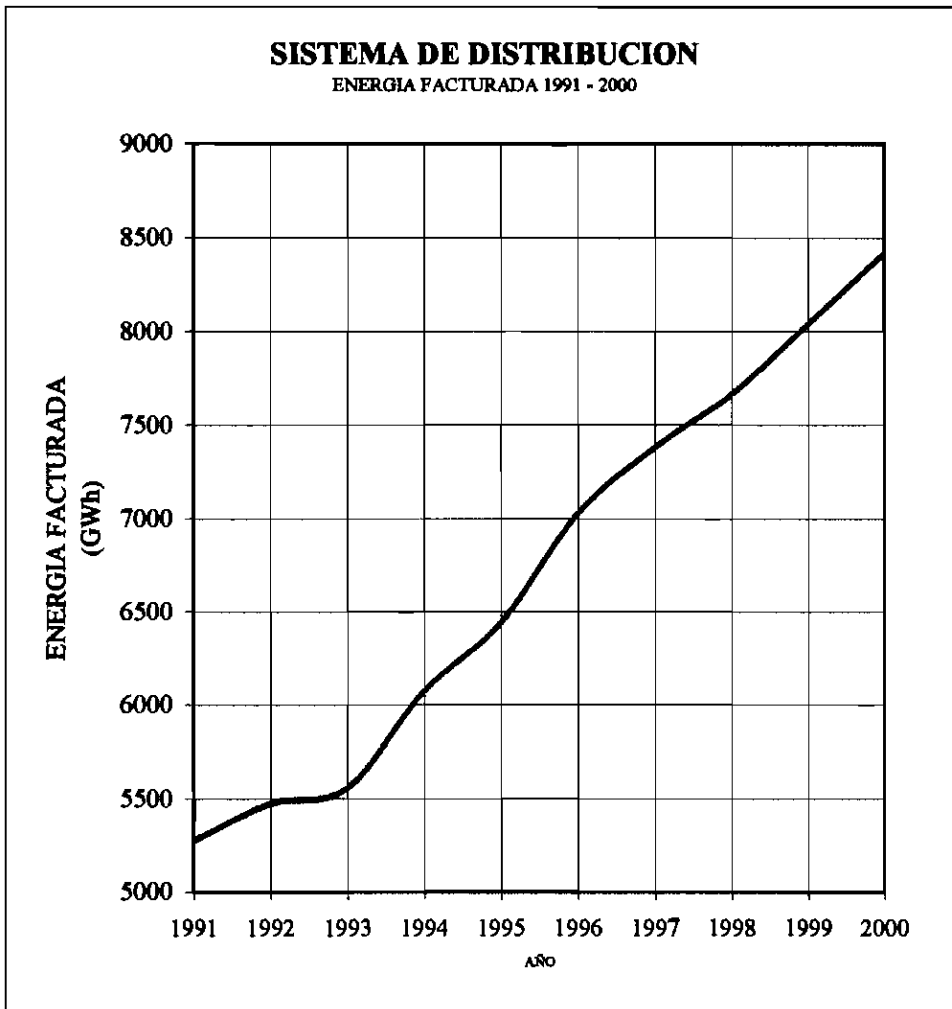


Figura D.2: Energía Facturada del Sistema de Distribución 1991 - 2000 [13]

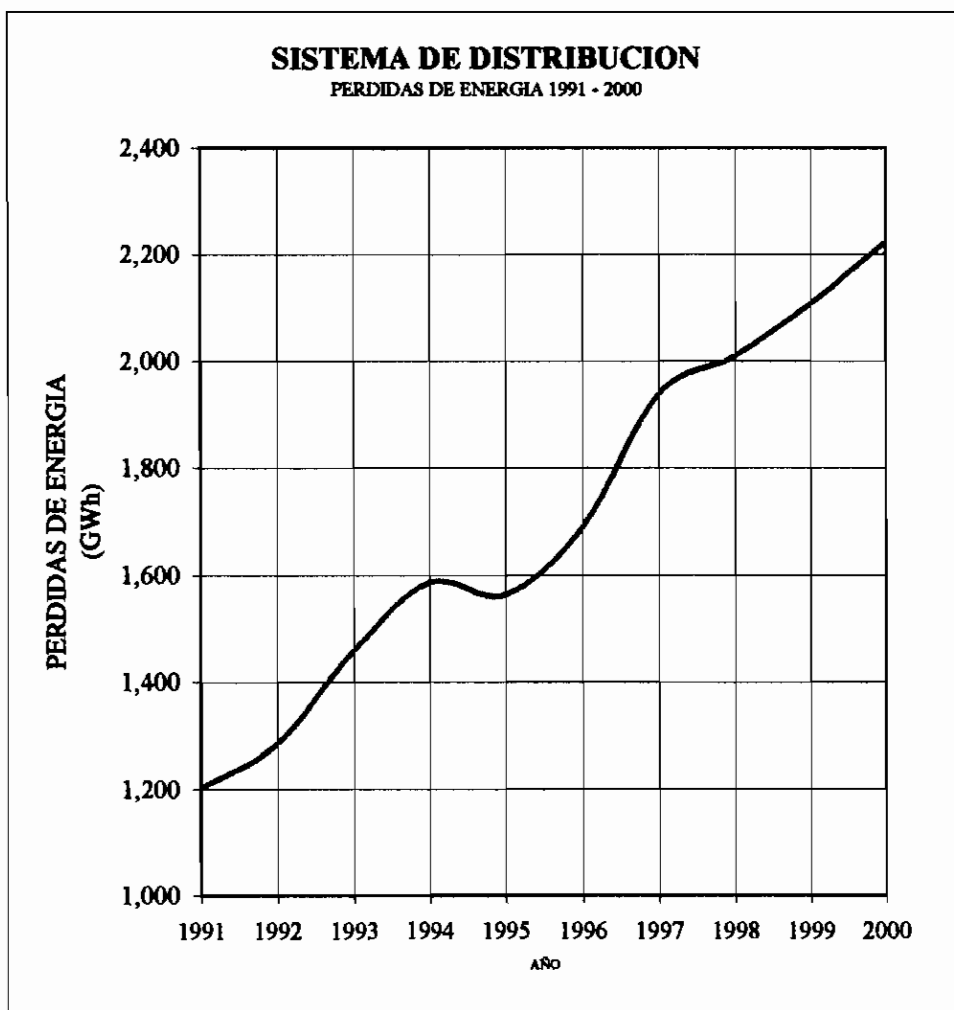


Figura D.3: Pérdidas de Energía del Sistema de Distribución 1991 - 2000 [13]

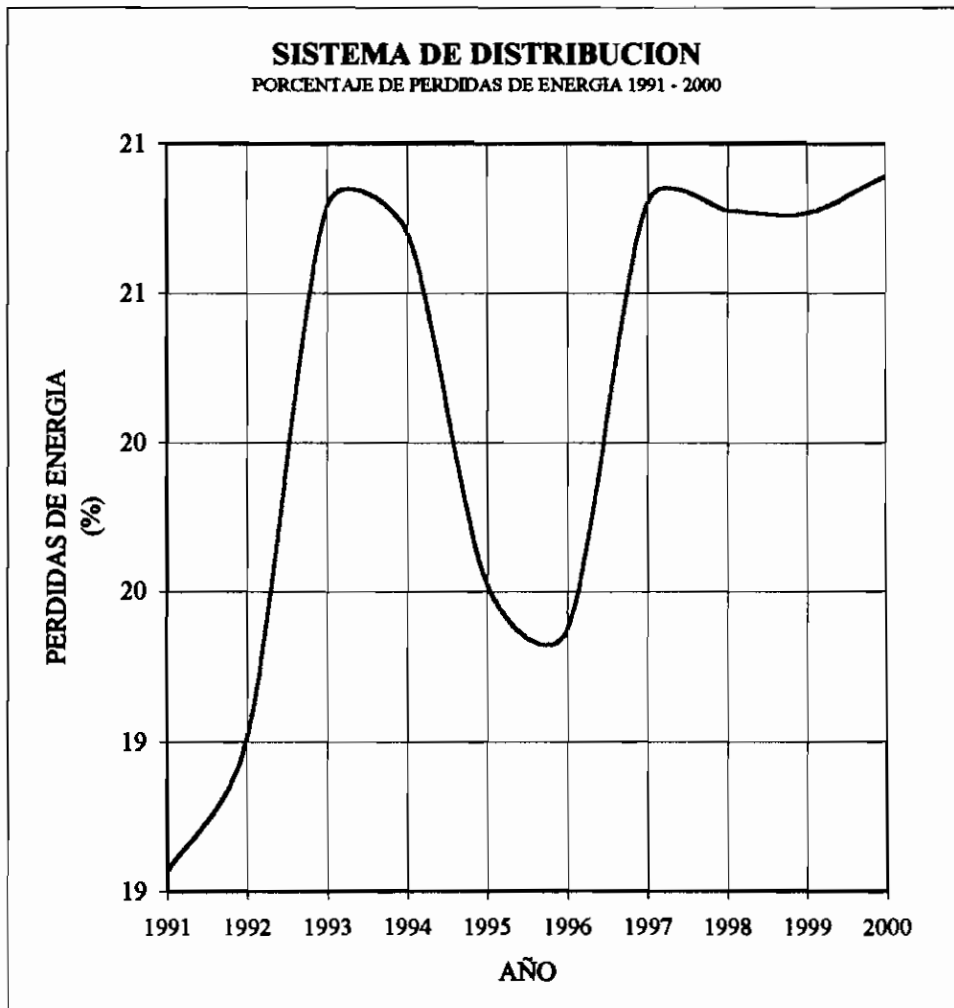


Figura D.4: Porcentaje de Pérdidas de Energía del Sistema de Distribución 1991 - 2000 [13]

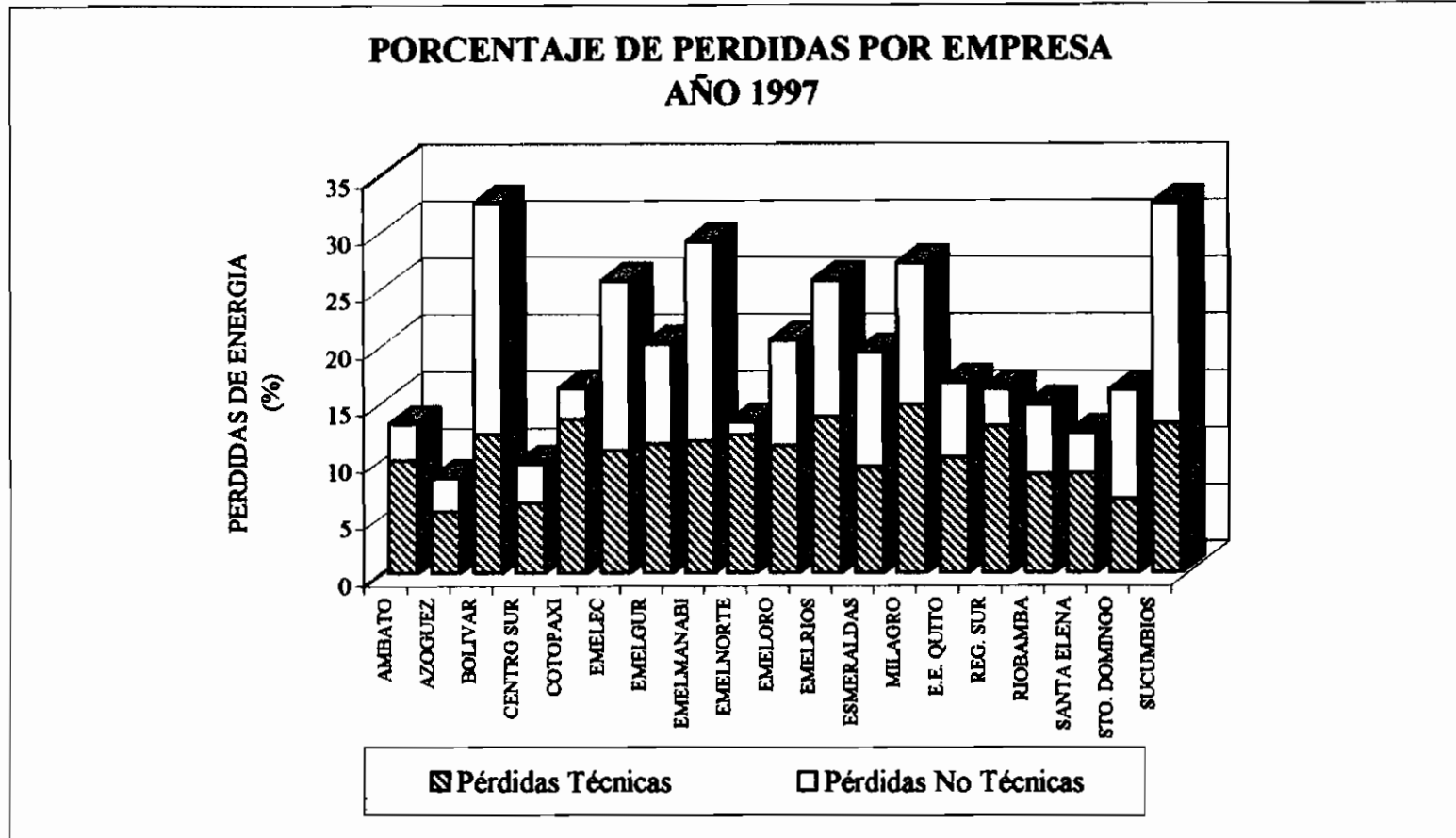


Figura D.5: Porcentaje de Pérdidas de Energía por Empresa Eléctrica 1997 [13]

# **APENDICE E.**

**DIAGRAMAS Y RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA.**

## **E.1 FLUJO DE POTENCIA DEL S.N.I.**

**DEMANDA MAXIMA**

FLUJO DE POTENCIA DEL SNI - A80ST0/98-DEMANDA MAXIMA  
 PGEN=1886MW;PDEM=1817MW;GENPAU=1030MW;CASO1 (A8098HX1)

BOM	NAME	ZONE	PU/KV	ANGLE	BUS DATA			GEN	LOAD	SHUNT	TU	LINE DATA				RATIO	ANGLE	RATIK			
					MM/MVAR	MM/MVAR	MM/MVAR					BUS	NAME	OKT	AREA				MW	MVAR	RATIO
1	PAUTE-AB13.8	1	14.49	.0	130.2	.0	.0	.0	.0	.0		2	PAUTE138	138	1	1	130.2	42.3	1.025UN	114	1
2	PAUTE138	138	1	1.042	-7.2	.0	.0	.0	.0	.0		1	PAUTE-AB13.8	1	1	1	-130.2	-24.8	1.025LK	112	1
												4	CUENCI138	138	1	1	47.1	11.5		33	1
												4	CUENCI138	138	2	1	47.1	11.5		33	1
												202	PAU-F1	1	1	1	173.2	47.0	1.000UN	77	2
												204	PAU-F2	1	1	1	262.8	67.4	1.000UN	116	2
												601	PAUTE-AB13.8	1	1	1	-100.0	-28.2	1.025LK	87	1
												701	PAUTE-AB13.8	1	1	1	-100.0	-28.2	1.025LK	87	1
												801	PAUTE-AB13.8	1	1	1	-100.0	-28.2	1.025LK	87	1
												901	PAUTE-AB13.8	1	1	1	-100.0	-28.2	1.025LK	87	1
3	PAUTE230	230	1	1.056	-10.0	.0	.0	.0	.0	.0		7	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.0	-12.8	1.025LK	71	1
												16	MILAG230	230	1	1	159.3	37.6		35	4
												24	PASCU230	230	1	1	158.1	31.7		35	4
												24	PASCU230	230	2	1	158.1	31.7		35	4
												85	TOTOR230	230	1	1	139.9	7.0		30	4
												86	RIBAZ230	230	1	1	147.4	10.2		32	4
												204	PAU-F2	1	1	1	-262.8	-54.2	1.025LK	113	2
												607	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.0	-12.8	1.025LK	71	1
												707	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.0	-12.8	1.025LK	71	1
												807	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.0	-12.8	1.025LK	71	1
												907	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.0	-12.8	1.025LK	71	1
4	CUENCI138	138	1	.993	-11.6	.0	.0	.0	.0	.0		2	PAUTE138	138	1	1	-45.7	-12.0		34	1
												2	PAUTE138	138	2	1	-45.7	-12.0		34	1
												14	LOJA-138	138	1	1	33.5	9.1		25	1
												234	CUE-F	1	1	1	58.0	14.8	1.000LK	100	
5	CUENCA	69.0	6	.984	-13.9	45.4	103.4	19.0H	31.3	.0		234	CUE-F	1	1	1	-58.0	-12.3	1.000UN	100	
7	PAUTE-C	13.8	1	1.050	-4.0	100.0	.0	23.5R	.0	.0		3	PAUTE230	230	1	1	100.0	23.5	1.025UN	73	1
14	LOJA-138	138	1	.913	-18.2	.0	.0	.0	.0	.0		4	CUENCI138	138	1	1	-32.0	-12.1		27	1
15	LOJA	69.0	16	.989	-20.6	2.4	34.4	1.0H	11.6	.0		244	LOJ-F	1	1	1	32.0	12.1	1.000LK	94	
16	MILAG230	230	1	.987	-20.8	.0	.0	.0	.0	.0		3	PAUTE230	230	1	1	-155.3	-32.1		36	1
17	MILAGRO	69.0	11	.996	-24.0	.0	55.6	.0	20.6	.0		24	PASCU230	230	1	1	199.3	20.6		46	1
												212	MIL-F1	1	1	1	124.6	41.7	.975LK	133	1
												303	PAUTE230	230	2	1	-168.6	-30.3		39	1
												116	EMEL6-MI	69.0	1	27	33.6	15.8		186	
												212	MIL-F1	1	1	1	-124.6	-52.4	1.000UN	136	1
												214	MIL-F2	1	1	1	35.4	16.0	1.000UN	65	

<===== BUS DATA =====>								<===== LINE DATA =====>									
FROM	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO		NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING			
BUS	NAME	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	%I	MVA
18	MILAG138	138	1	.999	-31.6	.0	.0	.0	-----								
			1	137.9		.0	.0	.0	21	MACHA138	138	1	1	36.2	3.9		26 141
									21	MACHA138	138	2	1	36.2	3.9		26 141
									25	PASCU138	138	1	1	-72.3	-7.7		27 265
19	BABAH138	138	1	.952	-27.6	.0	.0	.0	-----								
			1	131.4		.0	.0	.0	118	MILAG-BY	138	1	1	-34.8	-15.9		29 141
									216	BAB-F		1	1	34.8	15.9	1.000LK	100 40
20	BABAHOYD69.0	15	15	1.000	-29.9	.0	34.8	.0	-----								
			1	69.02		.0	14.3	.0	216	BAB-F		1	1	-34.8	-14.3	1.069RG	94 40
21	MACHA138	138	1	.937	-38.7	.0	.0	.0	-----								
			1	129.4		.0	.0	.0	18	MILAG138	138	1	1	-34.6	-7.1		27 141
									18	MILAG138	138	2	1	-34.6	-7.1		27 141
									218	MAC-F1		1	1	69.2	14.1	.950LK	126 60
22	MACHALA169.0	8	8	.998	-41.7	4.4	73.6	.0	-----								
			1	68.84		3.0H	25.2	.0	218	MAC-F1		1	1	-69.2	-22.2	1.019RG	121 60
									622	MEXICO	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 15
24	PASCU230	230	1	.972	-25.0	.0	.0	.0	-----								
			1	223.5		.0	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	-152.8	-24.6		36 442
									3	PAUTE230	230	2	1	-152.8	-24.6		36 442
									16	MILAG230	230	1	1	-197.5	-13.3		46 442
									33	TRINI230	230	1	1	93.6	58.2		26 442
									44	QUEVE230	230	1	1	82.8	-16.6		20 442
									44	QUEVE230	230	2	1	82.8	-16.6		20 442
									222	PAS-F1		1	1	243.9	37.7	.950LK	113 225
25	PASCU138	138	1	1.017	-27.6	.0	.0	.0	-----								
			1	140.3		.0	.0	.0	18	MILAG138	138	1	1	73.0	10.1		27 265
									26	S.ELE138	138	1	1	32.0	-21.5		27 141
									34	SALIT138	138	1	1	68.7	24.3		45 160
									42	POLIC138	138	2	1	62.3	21.3		40 160
									130	CEDEG138	138	1	27	.0	-.7		0 141
									222	PAS-F1		1	1	-243.9	-26.4	1.000LN	107 225
									629	FICTICIA	138	1	1	8.0	-7.1		7 141
26	S.ELE138	138	1	1.041	-33.2	.0	.0	.0	-----								
			1	143.7		.0	.0	.0	25	PASCU138	138	1	1	-30.8	17.6		24 141
									226	ELE-F		1	1	30.8	-17.6	1.000LK	85 40
27	PASCUALS69.0	2	2	.978	-30.8	.0	43.1	.0	-----								
			1	67.47		.0	12.6	.0	43	POLICENT69.0		1	2	-3.0	-12.7		19 72
									115	EMELG-DD69.0		1	27	49.9	11.6		35 150
									627	G-PASCUA13.8		1	1	-90.0	-11.5	1.000LK	93 100
28	S.ELENA	69.0	13	.994	-35.0	.0	28.0	.0	-----								
			1	68.60		.0	10.6	.0	226	ELE-F		1	1	-30.8	18.9	.938RG	91 40
									628	ECUAP-SE13.8		1	1	2.8	-29.5	1.000LK	60 50
29	POSOR138	138	1	1.018	-29.2	.0	.0	.0	-----								
			1	140.5		.0	.0	.0	229	POS-F		1	1	7.9	1.3	1.000LK	39 20
									629	FICTICIA	138	1	1	-7.9	-1.3		6 141
30	POSORJA969.0	24	24	1.002	-30.2	.0	7.9	.0	-----								
			1	69.15		.0	1.2	.0	229	POS-F		1	1	-7.9	-1.2	.987RG	40 20



BUS DATA							LINE DATA								
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING A		
	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR							RATIO	ANGLE	%I	MVA
31	SALITR6969.0	1	1.012	-31.3	.0	11.6	.0								
	1	69.81			.0	2.0	.0								
							35	V-INEC-213.8	1	1	-73.0	-32.9	1.025LK	92	86
							36	V-INEC-313.8	1	1	.0	.0	1.025LK	0	86
							37	G-INEC-413.8	1	1	.0	.0	1.025LK	0	26
							39	EQUIL-6969.0	1	1	-39.5	-9.9		56	72
							39	EQUIL-6969.0	2	1	-39.5	-9.9		56	72
							131	EMEL-SAL69.0	1	2	208.4	71.1		65	333
							232	SAL-F	1	1	-68.1	-20.3	1.000UN	78	90
32	TRINI138 138	1	.968	-27.3	.0	.0	.0								
	1	133.6			.0	.0	.0								
							208	TRI-F2	1	1	93.2	57.0	1.000LK	125	90
							210	TRI-F1	1	1	-93.2	-57.0	1.000UN	50	225
							632	V-TRIN-113.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	160
33	TRINI230 230	1	.956	-26.2	.0	.0	.0								
	1	219.8			.0	.0	.0								
							24	PASCU230 230	1	1	-93.2	-59.4		26	442
							210	TRI-F1	1	1	93.2	59.4	.975LK	51	225
34	SALIT138 138	1	.998	-29.2	.0	.0	.0								
	1	137.7			.0	.0	.0								
							25	PASCU138 138	1	1	-68.1	-23.1		45	160
							232	SAL-F	1	1	68.1	23.1	.975LK	80	90
35	V-INEC-213.8	1	1.038	-25.7	73.0	.0	.0								
	1	14.32			42.0H	.0	.0								
							31	SALITR6969.0	1	1	73.0	42.0	1.025UN	94	86
36	V-INEC-313.8	1	.987	-31.3	.0	.0	.0								
	1	13.62			.0	.0	.0								
							31	SALITR6969.0	1	1	.0	.0	1.025UN	0	86
37	G-INEC-413.8	1	.987	-31.3	.0	.0	.0								
	1	13.62			.0	.0	.0								
							31	SALITR6969.0	1	1	.0	.0	1.025UN	0	26
38	TRINIT6969.0	2	1.001	-30.6	.0	90.3	.0								
	1	69.10			.0	40.9	.0								
							115	EMELG-DD69.0	1	27	2.9	8.9		9	100
							138	PVG-CONS69.0	1	2	.0	.0		0	333
							208	TRI-F2	1	1	-93.2	-49.8	1.069RG	117	90
39	EQUIL-6969.0	1	1.034	-29.4	.0	.0	.0								
	1	71.32			.0	.0	.0								
							31	SALITR6969.0	1	1	40.0	11.3		56	72
							31	SALITR6969.0	2	1	40.0	11.3		56	72
							600	G-EQIL-213.8	1	1	-40.0	-11.3	1.000LK	47	86
							700	G-EQIL-213.8	1	1	-40.0	-11.3	1.000LK	47	86
							729	EQUIL138 138	1	1	.0	.0	1.000LK	0	60
41	QUEVEDO 69.0	7	.987	-36.9	.0	8.8	.0								
	1	68.12			.0	2.9	.0								
							45	QUEVE138 138	1	1	-8.8	-2.9	1.000UN	28	33
42	POLIC138 138	1	1.001	-28.9	.0	.0	.0								
	1	138.2			.0	.0	.0								
							25	PASCU138 138	2	1	-61.8	-20.5		41	160
							230	POL-F	1	1	61.8	20.5	1.000LK	72	90
43	POLICENT69.0	2	1.001	-30.9	.0	58.7	.0								
	1	69.05			.0	17.4	.0								
							27	PASCUALS69.0	1	2	3.1	12.8		18	72
							230	POL-F	1	1	-61.8	-30.2	1.025RG	76	90

BUS DATA								LINE DATA										
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING					
	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR							RATIO	ANGLE	%I	MVA			
44	QUEVE230	230	1	.970	-31.5	.0	.0	.0										
			1	223.0		.0	.0	.0	24	PASCU230	230	1	1	-81.6	.6	19	442	
									24	PASCU230	230	2	1	-81.6	.6	19	442	
									49	S.DG0230	230	1	1	22.5	-38.5	10	442	
									149	S.DG0230	230	2	1	.0	-18.5	4	442	
									242	QUE-F1		1	1	140.7	55.8	.950LK	156	100
45	QUEVE138	138	1	.999	-35.0	.0	.0	.0										
			1	137.8		.0	.0	.0	41	QUEVEDO	69.0	1	7	8.8	3.2	1.000LK	28	33
									47	PORTO138	138	1	1	52.7	16.1		39	141
									47	PORTO138	138	2	1	52.7	16.1		39	141
									242	QUE-F1		1	1	-140.7	-46.1	1.000UN	148	100
									245	QUE-F2		1	1	26.5	10.7	1.000LK	143	20
46	QUEVEDO	69.0	7	1.000	-38.6	.0	26.5	.0										
			1	69.03		.0	8.8	.0	245	QUE-F2		1	1	-26.5	-8.8	1.025RG	140	20
47	PORTO138	138	1	.905	-43.4	.0	.0	.0										
			1	124.8		.0	.0	.0	45	QUEVE138	138	1	1	-49.8	-13.5		40	141
									45	QUEVE138	138	2	1	-49.8	-13.5		40	141
									246	MAN-F1		1	1	49.8	13.5	.950LK	127	45
									247	MAN-F2		1	1	49.8	13.5	.950LK	127	45
48	PORTOVIE	69.0	4	1.001	-47.4	.0	74.5	.0										
			1	69.08		.0	21.8	.0	148	MANTA	69.0	1	4	12.4	-.8		41	30
									148	MANTA	69.0	2	4	12.8	-1.4		43	30
									246	MAN-F1		1	1	-49.8	-9.8	1.069RG	113	45
									247	MAN-F2		1	1	-49.8	-9.8	1.069RG	113	45
49	S.DG0230	230	1	.996	-33.0	.0	.0	.0										
			1	229.0		.0	.0	.0	44	QUEVE230	230	1	1	-22.3	21.0		7	442
									57	S.RGS230	230	1	1	-3.1	24.7		6	442
									57	S.RGS230	230	2	1	-3.1	24.7		6	442
									248	SDO-F1		1	1	25.5	-18.7	1.000LK	32	100
									649	ECUAP-SD	13.8	1	1	3.1	-51.8	1.000LK	37	140
50	S.DG0138	138	1	1.004	-33.6	.0	.0	.0										
			1	138.6		.0	.0	.0	52	ESMER138	138	1	1	-7.8	-15.8		12	141
									52	ESMER138	138	2	1	-7.8	-15.8		12	141
									248	SDO-F1		1	1	-25.5	19.1	1.000UN	32	100
									250	SDO-F2		1	1	41.1	12.5	.975LK	71	60
51	S.DOMING	69.0	14	1.022	-35.2	.0	41.1	.0										
			1	70.50		.0	11.3	.0	250	SDO-F2		1	1	-41.1	-11.3	1.000UN	70	60
52	ESMER138	138	1	1.058	-32.7	.0	.0	.0										
			1	146.0		.0	.0	.0	50	S.DG0138	138	1	1	8.0	6.0		7	141
									50	S.DG0138	138	2	1	8.0	6.0		7	141
									53	C.T.ESME	13.8	1	1	-51.0	-26.4	1.025LK	34	160
									252	ESM-F		1	1	34.9	14.3	1.000LK	79	45
53	C.T.ESME	13.8	1	1.050	-30.9	51.0	.0	.0										
			1	14.49		28.5R	.0	.0	52	ESMER138	138	1	1	51.0	28.5	1.025UN	35	160
54	ESMERALD	69.0	12	.996	-35.0	.0	34.9	.0										
			1	68.73		.0	12.7	.0	252	ESM-F		1	1	-34.9	-12.7	.956RG	83	45

BUS DATA							LINE DATA											
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING					
	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR							RATIO	ANGLE					
													XI					
													MVA					
55	S/E19-AL	138	1	.960	-39.3	.0	.0	.0										
			1	132.4		.0	.0	.0	62	S.ALE138	138	1	1	-50.6	-24.5		31	186
									255	S/E19-F		1	1	50.6	24.5	1.000LK	98	60
56	S/E19-BA46.0		3	.995	-41.6	.0	50.6	.0										
			1	45.77		.0	22.0	.0	255	S/E19-F		1	1	-50.6	-22.0	1.056RG	92	60
57	S.RDS230	230	1	.973	-32.7	.0	.0	.0										
			1	223.8		.0	.0	.0	49	S.DG0230	230	1	1	3.2	-37.7		9	442
									49	S.DG0230	230	2	1	3.2	-37.7		9	442
									85	TOTOR230	230	1	1	-150.1	-13.1		35	442
									85	TOTOR230	230	2	1	-150.1	-13.1		35	442
									254	SRO-F1		1	1	293.9	101.6	.950LK	142	225
58	S.RDS138	138	1	1.006	-36.0	.0	.0	.0										
			1	138.8		.0	.0	.0	60	SROS-MOV46.0		1	3	27.2	5.8	1.000LK	92	30
									62	S.ALE138	138	1	1	81.6	44.4		50	186
									62	S.ALE138	138	2	1	81.6	44.4		50	186
									64	G-S.ROSA13.8		1	1	-10.0	-18.6	1.050LK	75	28
									71	VICEN138	138	1	1	56.1	17.4		36	160
									122	PAPA-ALT	138	1	3	-9.4	-10.3		9	160
									254	SRO-F1		1	1	-293.9	-83.1	1.000UN	135	225
									288	SRO-F2		1	1	66.9	37.7	1.000LK	170	45
									664	G-S.ROSA13.8		1	1	.0	-18.8	1.050LK	67	28
									764	G-S.ROSA13.8		1	1	.0	-18.8	1.050LK	67	28
59	S.RDS-BA46.0		3	.998	-44.4	.0	66.9	.0										
			1	45.89		.0	25.7	.0	288	SRO-F2		1	1	-66.9	-25.7	1.062RG	160	45
60	SROS-MOV46.0		3	.991	-41.1	.0	27.2	.0										
			1	45.59		.0	3.3	.0	58	S.RDS138	138	1	1	-27.2	-3.3	1.000UN	92	30
62	S.ALE138	138	1	.967	-38.7	.0	.0	.0										
			1	133.5		.0	.0	.0	55	S/E19-AL	138	1	1	50.7	24.7		31	186
									58	S.RDS138	138	1	1	-80.4	-40.5		50	186
									58	S.RDS138	138	2	1	-80.4	-40.5		50	186
									102	POMAS138	138	1	1	21.3	9.8		13	186
									262	S.ALE-F		1	1	88.8	46.4	1.000LK	173	60
63	S.ALE-BA46.0		3	.994	-42.7	.0	88.8	.0										
			1	45.72		.0	38.7	.0	262	S.ALE-F		1	1	-88.8	-38.7	1.062RG	162	60
64	G-S.ROSA13.8		1	1.050	-33.3	10.0	.0	.0										
			1	14.49		20.8R	.0	.0	58	S.RDS138	138	1	1	10.0	20.8	1.050UN	79	28
70	VICEN-BA46.0		3	1.007	-41.5	.0	159.4	.0										
			1	46.30		.0	46.8	.0	258	VIC-F1		1	1	-33.9	-3.0	1.000UN	102	33
									259	VIC-F2		1	1	-33.9	-3.0	1.000UN	102	33
									670	CUMBA13.46.0		1	3	-39.0	-13.3	1.000LK	124	33
									770	NAYON13.46.0		1	3	-29.0	-12.1	1.000LK	95	33
									870	GUAN+CHI46.0		1	3	-15.6	-5.8	1.000LK	50	33
									970	GUAL-HER46.0		1	3	-8.1	-9.5	1.000LK	37	33

BUS DATA							LINE DATA										
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING XI	MVA
71	VICEN138	138	1	.990	-37.4	.0	.0	.0									
			1	136.7		.0	.0	.0	58 S.ROS138	138	1	1	-55.6	-16.9		37	160
									72 GUANG138	138	1	3	15.8	-5.3		11	160
									74 LATA138	138	1	1	-78.5	7.7		50	160
									78 IBARR138	138	1	1	25.3	1.8		16	160
									78 IBARR138	138	2	1	25.3	1.8		16	160
									258 VIC-F1		1	1	33.9	5.5	.975LK	105	33
									259 VIC-F2		1	1	33.9	5.5	.975LK	105	33
72	GUANG138	138	3	.990	-37.6	.0	15.8	.0									
			1	136.7		.0	-4.9	.0	71 VICEN138	138	1	1	-15.8	4.9		10	160
									73 GUANGPO6.60		1	1	.0	.0	1.000LK	0	30
73	GUANGPO6.60		1	.990	-37.6	.0	.0	.0									
			1	6.537		.0	.0	.0	72 GUANG138	138	1	3	.0	.0	1.000UN	0	30
74	LATA138	138	1	1.034	-26.6	.0	.0	.0									
			1	142.7		.0	.0	.0	71 VICEN138	138	1	1	82.6	1.5		50	160
									80 PUCAR138	138	1	1	-82.6	-1.5		50	160
77	IBARR-BA69.0		9	.995	-44.9	.0	28.0	.0									
			1	68.67		.0	8.9	.0	275 IBA-F1		1	1	-28.0	-8.9	1.031RG	148	20
78	IBARR138	138	1	.968	-40.4	.0	.0	.0									
			1	133.6		.0	.0	.0	71 VICEN138	138	1	1	-24.9	-5.3		16	160
									71 VICEN138	138	2	1	-24.9	-5.3		16	160
									91 TULCAN13	138	1	1	10.1	-3.5		7	160
									275 IBA-F1		1	1	28.0	11.4	.975LK	156	20
									278 IBA-F2		1	1	11.8	2.7	1.000LK	42	30
79	IBARRABA34.5		9	.996	-42.6	9.4	21.1	.0									
			1	34.37		4.5H	6.7	.0	278 IBA-F2		1	1	-11.8	-2.2	1.03BRG	40	30
80	PUCAR138	138	1	1.057	-22.6	.0	.0	.0									
			1	145.9		.0	.0	.0	74 LATA138	138	1	1	84.2	5.0		50	160
									81 PUCARA	13.8	1	1	-35.0	-11.6	1.051LK	87	40
									82 AMBAT138	138	1	1	-14.2	18.2		14	160
									681 PUCARA	13.8	1	1	-35.0	-11.6	1.051LK	87	40
81	PUCARA	13.8	1	1.039	-17.8	35.0	.0	.0									
			1	14.33		15.0H	.0	.0	80 PUCAR138	138	1	1	35.0	15.0	1.051UN	92	40
82	AMBAT138	138	1	1.046	-21.9	.0	.0	.0									
			1	144.3		.0	.0	.0	80 PUCAR138	138	1	1	14.3	-19.9		15	160
									84 TOTOR138	138	1	1	-52.8	3.7		36	141
									282 AMB-F		1	1	38.5	16.2	.975LK	121	33
83	TOTOR-BA69.0		5	1.040	-23.1	.0	40.3	.0									
			1	71.73		.0	9.8	.0	294 TOT-F2		1	1	-40.3	-9.8	1.000UN	66	60
84	TOTOR138	138	1	1.048	-21.3	.0	.0	.0									
			1	144.6		.0	.0	.0	82 AMBAT138	138	1	1	52.9	-3.7		36	141
									88 AGOYA138	138	1	1	-77.0	-13.8		40	186
									88 AGOYA138	138	2	1	-77.0	-13.8		40	186
									280 TOT-F1		1	1	60.8	20.3	1.000UN	102	60
									294 TOT-F2		1	1	40.3	11.1	1.000LK	66	60

BUS DATA								LINE DATA									
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I	MVA
85	TOTOR230	230	1	1.007	-24.1	.0	.0	.0									
			1	231.5		.0	.0	.0	3 PAUTE230	230	1	1	-135.7	-11.6		31	442
									57 S.RDS230	230	1	1	152.9	17.8		35	442
									57 S.RDS230	230	2	1	152.9	17.8		35	442
									86 RIOBA230	230	1	1	-109.4	-7.0		25	442
									280 TOT-F1		1	1	-60.8	-17.1	.975LK	105	60
86	RIOBA230	230	1	1.014	-21.7	.0	.0	.0									
			1	233.2		.0	.0	.0	3 PAUTE230	230	1	1	-143.7	-11.2		32	442
									85 TOTOR230	230	1	1	110.0	3.9		25	442
									284 RIO-F		1	1	33.8	7.3	1.000LK	57	60
87	RIOBA-6969.0		10	1.004	-24.9	13.0	36.8	.0									
			1	69.24		4.0H	6.3	.0	112 GUARA-BA69.0		1	20	10.0	3.1		32	32
									284 RIO-F		1	1	-33.8	-5.4	1.000LK	57	60
88	AGOYA138	138	1	1.073	-18.1	.0	.0	.0									
			1	148.0		.0	.0	.0	84 TOTOR138	138	1	1	78.0	16.1		40	186
									84 TOTOR138	138	2	1	78.0	16.1		40	186
									89 AGOYAN	13.8	1	1	-78.0	-16.1	1.051LK	87	85
									689 AGOYAN	13.8	1	1	-78.0	-16.1	1.051LK	87	85
89	AGOYAN	13.8	1	1.050	-12.0	78.0	.0	.0									
			1	14.49		25.0R	.0	.0	88 AGOYA138	138	1	1	78.0	25.0	1.051UN	92	85
90	AMBA-BA69.0		5	1.050	-25.0	14.1	52.6	.0									
			1	72.45		4.2R	17.9	.0	282 AMB-F		1	1	-38.5	-13.8	1.000UN	118	33
91	TULCAN13	138	1	.966	-41.6	.0	.0	.0									
			1	133.3		.0	.0	.0	78 IBARR138	138	1	1	-10.0	-.4		6	160
									191 IPIA138	138	1	30	.0	-1.1		1	111
									291 TUL-F		1	1	10.0	1.6	1.000LK	52	20
92	TULCAN6969.0		21	.999	-43.0	3.7	13.7	.0									
			1	68.90		1.8H	3.1	.0	291 TUL-F		1	1	-10.0	-1.3	1.038RG	50	20
102	POMAS138	138	1	.960	-39.2	.0	.0	.0									
			1	132.5		.0	.0	.0	62 S.ALE138	138	1	1	-21.2	-10.6		13	186
									103 POMA-BA	23.0	1	3	21.2	10.6	1.062UN	123	20
103	POMA-BA	23.0	3	.995	-42.3	.0	21.2	.0									
			1	22.89		.0	9.2	.0	102 POMAS138	138	1	1	-21.2	-9.2	1.062RG	116	20
112	GUARA-BA69.0		20	.978	-26.4	.0	9.8	.0									
			1	67.51		.0	3.3	.0	87 RIOBA-6969.0		1	10	-9.8	-3.3		33	32
115	EMELG-DD69.0		27	.978	-30.8	.0	52.8	.0									
			1	67.47		.0	20.7	.0	27 PASCUALS69.0		1	2	-49.9	-11.6		35	150
									38 TRINIT6969.0		1	2	-2.9	-9.1		10	100
116	EMELG-MI69.0		27	.996	-24.0	.0	33.6	.0									
			1	68.75		.0	15.8	.0	17 MILAGRO	69.0	1	11	-33.6	-15.8		186	20
118	MILAG-BY	138	1	.985	-25.5	.0	.0	.0									
			1	136.0		.0	.0	.0	19 BABAHI38	138	1	1	35.4	14.9		28	141
									214 MIL-F2		1	1	-35.4	-14.9	1.000LK	65	60
122	PAPA-ALT	138	3	1.021	-35.4	.0	-9.5	.0									
			1	140.9		.0	-7.1	.0	58 S.RDS138	138	1	1	9.5	7.1		7	160

BUS DATA								LINE DATA								
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING			
	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR							RATIO	ANGLE	XI	MVA	
130	CEDEG138	138	27	1.017	-27.6	.0	.0	.0								
	1	140.4		.0	.0	.0								0	141	
131	EMEL-SAL69.0	2	1.012	-31.3	.0	340.3	.0									
	1	69.81		.0	125.8	.0										
							25	PASCU138	138	1	1	.0	.0			
							31	SALITR6969.0	1	1	-208.4	-71.1		65	333	
							165	VAP-GUAY69.0	1	2	-14.9	-2.9		21	72	
							165	VAP-GUAY69.0	2	2	-14.9	-2.9		21	72	
							631	V-EMEL-113.8	1	2	-30.0	-14.9	1.000LK	110	30	
							731	G-EMEL-113.8	1	2	-18.0	-8.7	1.000LK	123	16	
							831	G-EMEL-213.8	1	2	-18.0	-7.4	1.000LK	128	15	
							931	G-EMEL-313.8	1	2	.0	.0	1.000LK	0	16	
							1031	G-EMEL-513.8	1	2	.0	.0	1.000LK	0	20	
							1131	G-EMEL-613.8	1	2	.0	.0	1.000LK	0	20	
							1231	G-ALTI-113.8	1	2	-36.0	-17.8	1.000LK	79	50	
							1331	G-ALTI-213.8	1	2	.0	.0	1.000LK	0	36	
138	PVG-CONS69.0	2	1.001	-30.6	.0	.0	.0									
	1	69.10		.0	.0	.0										
							38	TRINIT6969.0	1	2	.0	.0		0	333	
							638	CONS-EQL13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	50	
							738	CONS-EQT13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	60	
148	MANTA	69.0	4	.982	-49.8	15.5	40.1	.0								
	1	67.77			13.5H	11.8	.0									
							48	PORTOVIE69.0	1	4	-12.1	.5		41	30	
							48	PORTOVIE69.0	2	4	-12.5	1.2		43	30	
149	S.DG0230	230	1	.979	-31.6	.0	.0	.0								
	1	225.1		.0	.0	.0										
							44	QUEVE230	230	2	1	.0	.0	0	442	
165	VAP-GUAY69.0	2	1.018	-30.6	.0	.0	.0									
	1	70.27		.0	.0	.0										
							131	EMEL-SAL69.0	1	2	15.0	2.9		21	72	
							131	EMEL-SAL69.0	2	2	15.0	2.9		21	72	
							665	GPVG-EME13.8	1	2	.0	.0	1.000LK	0	12	
							765	VPVG-EME13.8	1	2	-30.0	-5.8	1.000LK	136	22	
191	IPIA138	138	30	.966	-41.6	.0	.0	.0								
	1	133.3		.0	.0	.0										
							91	TULCAN13	138	1	1	.0	.0	0	111	
							293	IPIA-F	1	30	.0	.0	.950LK	0	20	
192	IPIA115	115	30	1.041	-41.6	.0	.0	.0								
	1	119.7		.0	.0	.0										
							293	IPIA-F	1	30	.0	.0	1.024LK	0	20	
202	PAU-F1	1	1.044	-6.9	.0	.0	.0									
	1			.0	.0	.0										
							2	PAUTE138	138	1	1	-173.2	-48.3	1.000LK	77	225
							302	PAU-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	75
							303	PAUTE230	230	1	1	173.2	48.3	1.025UN	77	225
204	PAU-F2	1	1.045	-6.7	.0	.0	.0									
	1			.0	.0	.0										
							2	PAUTE138	138	1	1	-262.8	-70.3	1.000LK	116	225
							3	PAUTE230	230	1	1	262.8	70.3	1.025UN	116	225
							304	PAU-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	75
208	TRI-F2	1	.932	-31.1	.0	.0	.0									
	1			.0	.0	.0										
							32	TRINI138	138	1	1	-93.2	-48.7	1.000UN	125	90
							38	TRINIT6969.0	1	2	93.2	48.7	1.069UN	125	90	
							308	TRI-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	30

BUS DATA							LINE DATA										
FROM BUS	NAME	AREA	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	%I	RATING MVA
210	TRI-F1	1	.966	-27.5	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	32	TRINI138	138	1	93.2	56.4	1.000LK		50	225
								33	TRINI230	230	1	-93.2	-56.4	.975UN		50	225
								310	TRI-T1	13.8	1	.0	.0	1.000LK		0	75
212	MIL-F1	1	.994	-24.3	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	16	MILAG230	230	1	-124.6	-33.4	.975UN		130	100
								17	MILAGRO	69.0	1	124.6	51.5	1.000LK		136	100
								312	MIL-T1	13.8	1	.0	-18.1	1.000LK		55	33
214	MIL-F2	1	.999	-23.7	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	17	MILAGRO	69.0	1	-35.4	-16.2	1.000LK		65	60
								118	MILAG-BY	138	1	35.4	16.2	1.000UN		65	60
								314	MIL-T2	13.8	1	.0	.0	1.000LK		0	20
216	BAB-F	1	.934	-30.1	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	19	BABA138	138	1	-34.8	-14.1	1.000UN		100	40
								20	BABADYO	69.0	1	34.8	14.1	1.069UN		100	40
								316	BAB-T	13.8	1	.0	.0	1.000LK		0	12
218	MAC-F1	1	.976	-42.2	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	21	MACHA138	138	1	-69.2	-9.8	.950UN		119	60
								22	MACHALA	169.0	1	69.2	21.5	1.019UN		124	60
								318	MAC-T1	13.8	1	.0	-11.7	1.000LK		60	20
222	PAS-F1	1	1.016	-28.2	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	24	PASCU230	230	1	-243.9	-23.9	.950UN		107	225
								25	PASCU138	138	1	243.9	23.9	1.000LK		107	225
								322	PAS-T1	13.8	1	.0	.0	1.000LK		0	75
226	ELE-F	1	1.063	-35.2	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	26	S.ELE138	138	1	-30.8	19.1	1.000UN		85	40
								28	S.ELENA	69.0	1	30.8	-19.1	.938UN		85	40
								326	ELE-T	13.8	1	.0	.0	1.000LK		0	13
229	POS-F	1	1.014	-30.4	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	29	POSOR138	138	1	-7.9	-1.2	1.000UN		39	20
								30	POSORJA	969.0	1	7.9	1.2	.987UN		39	20
								329	POS-T	13.8	1	.0	.0	1.000LK		0	7
230	POL-F	1	1.015	-26.7	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	42	POLIC138	138	1	-61.8	-23.2	1.000UN		72	90
								43	POLICENT	69.0	1	61.8	36.0	1.025UN		78	90
								330	POL-T	13.8	1	.0	-12.8	1.000LK		42	30
232	SAL-F	1	1.010	-31.6	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	31	SALITR	6969.0	1	68.1	19.9	1.000LK		78	90
								34	SALIT138	138	1	-68.1	-19.9	.975UN		78	90
								332	SAL-T	13.8	1	.0	.0	1.000LK		0	30
234	CUE-F	1	.983	-14.3	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	4	CUENC138	138	1	-58.0	-12.0	1.000UN		100	60
								5	CUENCA	69.0	1	58.0	12.0	1.000LK		100	60
								334	CUE-T	13.8	1	.0	.0	1.000LK		0	20
242	QUE-F1	1	.997	-35.3	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	44	QUEVE230	230	1	-140.7	-45.2	.950UN		148	100
								45	QUEVE138	138	1	140.7	45.2	1.000LK		148	100
								342	QUE-T1	13.8	1	.0	.0	1.000LK		0	33

BUS DATA							LINE DATA										
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	%I	RATING MVA
244	LOJ-F	1	.898	-21.0	.0	.0	.0	14	LOJA-138	138	1	1	-32.0	-10.3	1.000UN	94	40
		1			.0	.0	.0	15	LOJA	69.0	1	16	32.0	10.3	1.100UN	94	40
								344	LOJ-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	13
245	QUE-F2	1	.972	-39.2	.0	.0	.0	45	QUEVE138	138	1	1	-26.5	-8.5	1.000UN	143	20
		1			.0	.0	.0	46	QUEVEDO	69.0	1	7	26.5	8.5	1.025UN	143	20
								345	QUE-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	7
246	MAN-F1	1	.980	-38.2	.0	.0	.0	47	PORTO138	138	1	1	-49.8	-18.5	.950UN	120	45
		1			.0	.0	.0	48	PORTOVIE69.0	69.0	1	4	49.8	18.5	1.069UN	120	45
								346	MAN-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	15
247	MAN-F2	1	.980	-38.2	.0	.0	.0	47	PORTO138	138	1	1	-49.8	-18.5	.950UN	120	45
		1			.0	.0	.0	48	PORTOVIE69.0	69.0	1	4	49.8	18.5	1.069UN	120	45
								347	MAN-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	15
248	SDO-F1	1	1.005	-33.7	.0	.0	.0	49	S.DG0230	230	1	1	-25.5	19.2	1.000UN	32	100
		1			.0	.0	.0	50	S.DG0138	138	1	1	25.5	-19.2	1.000LK	32	100
								348	SDO-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	33
250	SDO-F2	1	1.021	-35.4	.0	.0	.0	50	S.DG0138	138	1	1	-41.1	-11.1	.975UN	70	60
		1			.0	.0	.0	51	S.DOMING69.0	69.0	1	14	41.1	11.1	1.000LK	70	60
								350	SDO-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	20
252	ESM-F	1	1.082	-29.8	.0	.0	.0	52	ESMER138	138	1	1	-34.9	-16.4	1.000UN	79	45
		1			.0	.0	.0	54	ESMERALD69.0	69.0	1	12	34.9	16.4	.956UN	79	45
								352	ESM-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	15
254	SRO-F1	1	1.003	-36.7	.0	.0	.0	57	S.ROS230	230	1	1	-293.9	-79.3	.950UN	135	225
		1			.0	.0	.0	58	S.ROS138	138	1	1	293.9	79.3	1.000LK	135	225
								354	SRO-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	75
255	S/E19-F	1	.939	-42.0	.0	.0	.0	55	S/E19-AL	138	1	1	-50.6	-21.6	1.000UN	98	60
		1			.0	.0	.0	56	S/E19-BA46.0	69.0	1	3	50.6	21.6	1.056UN	98	60
								355	S/E19-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	20
258	VIC-F1	1	1.006	-41.8	.0	.0	.0	70	VICEN-BA46.0	69.0	1	3	33.9	2.9	1.000LK	102	33
		1			.0	.0	.0	71	VICEN138	138	1	1	-33.9	-2.9	.975UN	102	33
								358	VIC-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	11
259	VIC-F2	1	1.006	-41.8	.0	.0	.0	70	VICEN-BA46.0	69.0	1	3	33.9	2.9	1.000LK	102	33
		1			.0	.0	.0	71	VICEN138	138	1	1	-33.9	-2.9	.975UN	102	33
								359	VIC-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	11
262	S.ALE-F	1	.930	-43.5	.0	.0	.0	62	S.ALE138	138	1	1	-88.8	-37.3	1.000UN	173	60
		1			.0	.0	.0	63	S.ALE-BA46.0	69.0	1	3	88.8	37.3	1.062UN	173	60
								362	S.ALE-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	20



BUS DATA							LINE DATA										
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I	MVA
275	IBA-F1	1	.965	-45.0	.0	.0	.0	77	IBARR-BA69.0	1	9	28.0	8.8	1.031UN		152	20
		1			.0	.0	.0	78	IBARR138 138	1	1	-28.0	-8.8	.975UN		152	20
								375	IBA-T1 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	7
278	IBA-F2	1	.959	-42.9	.0	.0	.0	78	IBARR138 138	1	1	-11.8	-2.1	1.000UN		42	30
		1			.0	.0	.0	79	IBARRABA34.5	1	9	11.8	2.1	1.038UN		42	30
								378	IBA-T2 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	10
280	TOT-F1	1	1.051	-20.8	.0	.0	.0	84	TOTOR138 138	1	1	-60.8	-21.0	1.000LK		102	60
		1			.0	.0	.0	85	TOTOR230 230	1	1	60.8	21.0	.975UN		102	60
								380	TOT-T1 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	20
282	AMB-F	1	1.049	-25.2	.0	.0	.0	82	AMBAT138 138	1	1	-38.5	-13.6	.975UN		118	33
		1			.0	.0	.0	90	AMBAT-BA69.0	1	5	38.5	13.6	1.000LK		118	33
								382	AMB-T 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	11
284	RID-F	1	1.003	-25.2	.0	.0	.0	86	RIOBA230 230	1	1	-33.8	-5.2	1.000UN		57	60
		1			.0	.0	.0	87	RIOBA-6969.0	1	10	33.8	5.2	1.000UN		57	60
								384	RID-T 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	20
288	SRO-F2	1	.933	-45.4	.0	.0	.0	58	S.ROS138 138	1	1	-66.9	-24.4	1.000UN		170	45
		1			.0	.0	.0	59	S.ROS-BA46.0	1	3	66.9	24.4	1.062UN		170	45
								388	SRO-T2 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	15
291	TUL-F	1	.962	-43.2	.0	.0	.0	91	TULCAN13 138	1	1	-10.0	-1.3	1.000UN		52	20
		1			.0	.0	.0	92	TULCAN6969.0	1	21	10.0	1.3	1.038UN		52	20
								391	TUL-T 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	7
293	IPIA-F	30	1.017	-41.6	.0	.0	.0	191	IPIA138 138	1	30	.0	.0	.950UN		0	20
		1			.0	.0	.0	192	IPIA115 115	1	30	.0	.0	1.024UN		0	20
								393	IPIA-F 13.8	1	30	.0	.0	1.000LK		0	7
294	TOT-F2	1	1.038	-23.5	.0	.0	.0	83	TOTOR-BA69.0	1	5	40.3	9.5	1.000LK		66	60
		1			.0	.0	.0	84	TOTOR138 138	1	1	-40.3	-9.5	1.000UN		66	60
								394	TOT-T2 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	20
302	PAU-T1	13.8	1	1.044	-6.9	.0	.0	202	PAU-F1	1	1	.0	.0	1.000UN		0	75
		1	14.40		.0	.0	.0										
303	PAUTE230	230	1	1.059	-9.0	.0	.0	16	MILAG230 230	2	1	173.2	41.2			38	442
		1	243.7		.0	.0	.0	202	PAU-F1	1	1	-173.2	-41.2	1.025LK		75	225
304	PAU-T2	13.8	1	1.045	-6.7	.0	.0	204	PAU-F2	1	1	.0	.0	1.000UN		0	75
		1	14.42		.0	.0	.0										
308	TRI-T2	13.8	1	.932	-31.1	.0	.0	208	TRI-F2	1	1	.0	.0	1.000UN		0	30
		1	12.87		.0	.0	.0										
310	TRI-T1	13.8	1	.966	-27.5	.0	.0	210	TRI-F1	1	1	.0	.0	1.000UN		0	75
		1	13.33		.0	.0	.0										

BUS DATA								LINE DATA									
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	%I	RATING A MVA
312	MIL-T1	13.8	1	1.014	-24.3	.0	.0	.0	-----								
			1	13.99		.0	.0	-18.5	212 MIL-F1	1	1	.0	18.5	1.000UN		55	33
314	MIL-T2	13.8	1	.999	-23.7	.0	.0	.0	-----								
			1	13.78		.0	.0	.0	214 MIL-F2	1	1	.0	.0	1.000UN		0	20
316	BAB-T	13.8	1	.934	-30.1	.0	.0	.0	-----								
			1	12.89		.0	.0	.0	216 BAB-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	12
318	MAC-T1	13.8	1	.997	-42.2	.0	.0	.0	-----								
			1	13.76		.0	.0	-11.9	218 MAC-F1	1	1	.0	11.9	1.000UN		60	20
322	PAS-T1	13.8	1	1.016	-28.2	.0	.0	.0	-----								
			1	14.02		.0	.0	.0	222 PAS-F1	1	1	.0	.0	1.000UN		0	75
326	ELE-T	13.8	1	1.063	-35.2	.0	.0	.0	-----								
			1	14.67		.0	.0	.0	226 ELE-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	13
329	POS-T	13.8	1	1.014	-30.4	.0	.0	.0	-----								
			1	14.00		.0	.0	.0	229 POS-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	7
330	PDL-T	13.8	1	1.049	-26.7	.0	.0	.0	-----								
			1	14.48		.0	.0	-13.2	230 PDL-F	1	1	.0	13.2	1.000UN		42	30
332	SAL-T	13.8	1	1.010	-31.6	.0	.0	.0	-----								
			1	13.94		.0	.0	.0	232 SAL-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	30
334	CUE-T	13.8	1	.983	-14.3	.0	.0	.0	-----								
			1	13.56		.0	.0	.0	234 CUE-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	20
342	QUE-T1	13.8	1	.997	-35.3	.0	.0	.0	-----								
			1	13.76		.0	.0	.0	242 QUE-F1	1	1	.0	.0	1.000UN		0	33
344	LOJ-T	13.8	1	.898	-21.0	.0	.0	.0	-----								
			1	12.39		.0	.0	.0	244 LOJ-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	13
345	QUE-T2	13.8	1	.972	-39.2	.0	.0	.0	-----								
			1	13.42		.0	.0	.0	245 QUE-F2	1	1	.0	.0	1.000UN		0	7
346	MAN-T1	13.8	1	.980	-38.2	.0	.0	.0	-----								
			1	13.53		.0	.0	.0	246 MAN-F1	1	1	.0	.0	1.000UN		0	15
347	MAN-T2	13.8	1	.980	-38.2	.0	.0	.0	-----								
			1	13.53		.0	.0	.0	247 MAN-F2	1	1	.0	.0	1.000UN		0	15
348	SDO-T1	13.8	1	1.005	-33.7	.0	.0	.0	-----								
			1	13.87		.0	.0	.0	248 SDO-F1	1	1	.0	.0	1.000UN		0	33
350	SDO-T2	13.8	1	1.021	-35.4	.0	.0	.0	-----								
			1	14.08		.0	.0	.0	250 SDO-F2	1	1	.0	.0	1.000UN		0	20

BUS DATA								LINE DATA										
FROM BUS	NAME	AREA	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING XI	MVA	
352	ESM-T	13.8	1	1.082	-29.8	.0	.0	.0	252	ESM-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	15	
			1	14.93		.0	.0	.0										
354	SRO-T1	13.8	1	1.003	-36.7	.0	.0	.0	254	SRO-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0	75	
			1	13.84		.0	.0	.0										
355	S/E19-T	13.8	1	.939	-42.0	.0	.0	.0	255	S/E19-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	20	
			1	12.96		.0	.0	.0										
358	VIC-T1	13.8	1	1.006	-41.8	.0	.0	.0	258	VIC-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0	11	
			1	13.89		.0	.0	.0										
359	VIC-T2	13.8	1	1.006	-41.8	.0	.0	.0	259	VIC-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0	11	
			1	13.89		.0	.0	.0										
362	S.ALE-T	13.8	1	.930	-43.5	.0	.0	.0	262	S.ALE-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	20	
			1	12.83		.0	.0	.0										
375	IBA-T1	13.8	1	.965	-45.0	.0	.0	.0	275	IBA-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0	7	
			1	13.31		.0	.0	.0										
378	IBA-T2	13.8	1	.959	-42.9	.0	.0	.0	278	IBA-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0	10	
			1	13.24		.0	.0	.0										
380	TOT-T1	13.8	1	1.051	-20.8	.0	.0	.0	280	TOT-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0	20	
			1	14.51		.0	.0	.0										
382	AMB-T	13.8	1	1.049	-25.2	.0	.0	.0	282	AMB-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	11	
			1	14.47		.0	.0	.0										
384	RIO-T	13.8	1	1.003	-25.2	.0	.0	.0	284	RIO-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	20	
			1	13.84		.0	.0	.0										
388	SRO-T2	13.8	1	.933	-45.4	.0	.0	.0	288	SRO-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0	15	
			1	12.87		.0	.0	.0										
391	TUL-T	13.8	1	.962	-43.2	.0	.0	.0	291	TUL-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	7	
			1	13.27		.0	.0	.0										
393	IPIA-F	13.8	30	1.017	-41.6	.0	.0	.0	293	IPIA-F	1	30	.0	.0	1.000UN	0	7	
			1	14.03		.0	.0	.0										
394	TOT-T2	13.8	1	1.038	-23.5	.0	.0	.0	294	TOT-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0	20	
			1	14.32		.0	.0	.0										
600	G-EQIL-213.8	13.8	1	1.050	-26.5	40.0	.0	.0	39	EQUIL-6969.0	1	1	40.0	13.5	1.000UN	47	86	
			1	14.49		13.5R	.0	.0										
601	PAUTE-AB13.8	13.8	1	1.050	-1.7	100.0	.0	.0	2	PAUTE138	138	1	1	100.0	39.0	1.025UN	90	114
			1	14.49		39.0R	.0	.0										

BUS DATA							LINE DATA									
ID	NAME	AREA	VOLT ZONE PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATIN %I
07	PAUTE-C	13.8	1 1.050	-4.0	100.0	.0	.0									
			1 14.49		23.5R	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	100.0	23.5	1.025UN	73
22	MEXICO	13.8	1 .998	-41.7	.0	.0	.0									
			1 13.77		.0	.0	.0	22	MACHALA	169.0	1	8	.0	.0	1.000UN	0
27	G-PASCUA	13.8	1 1.050	-15.6	90.0	.0	.0									
			1 14.49		37.3R	.0	.0	27	PASCUALS	69.0	1	2	90.0	37.3	1.000UN	93
28	ECUAP-SE	13.8	1 1.040	-35.2	-2.8	.0	.0									
			1 14.35		30.9R	.0	.0	28	S.ELENA	69.0	1	13	-2.8	30.9	1.000UN	60
29	FICTICIA	138	1 1.020	-28.1	.0	.0	.0									
			1 140.8		.0	.0	.0	25	PASCU138	138	1	1	-7.9	4.5		6
								29	POSOR138	138	1	1	7.9	-4.5		6
31	V-EMEL-11	13.8	2 1.050	-27.4	30.0	.0	.0									
			1 14.49		17.6R	.0	.0	131	EMEL-SAL	69.0	1	2	30.0	17.6	1.000UN	110
32	V-TRIN-11	13.8	1 .968	-27.3	.0	.0	.0									
			1 13.36		.0	.0	.0	32	TRINI138	138	1	1	.0	.0	1.000UN	0
38	CONS-EQL	13.8	1 1.001	-30.6	.0	.0	.0									
			1 13.82		.0	.0	.0	138	PVG-CONS	69.0	1	2	.0	.0	1.000UN	0
49	ECUAP-SD	13.8	1 1.050	-33.2	-3.1	.0	.0									
			1 14.49		54.7R	.0	.0	49	S.DGO230	230	1	1	-3.1	54.7	1.000UN	37
64	G-S.ROSA	13.8	1 1.050	-36.0	.0	.0	.0									
			1 14.49		20.6R	.0	.0	58	S.ROS138	138	1	1	.0	20.6	1.050UN	70
65	GPVG-EME	13.8	2 1.018	-30.6	.0	.0	.0									
			1 14.05		.0	.0	.0	165	VAP-GUAY	69.0	1	2	.0	.0	1.000UN	0
70	CUMBA	13.46.0	3 1.049	-35.6	39.0	.0	.0									
			1 48.26		18.0H	.0	.0	70	VICEN-BA	46.0	1	3	39.0	18.0	1.000UN	124
81	PUCARA	13.8	1 1.039	-17.8	35.0	.0	.0									
			1 14.33		15.0H	.0	.0	80	PUCAR138	138	1	1	35.0	15.0	1.051UN	92
89	AGOYAN	13.8	1 1.050	-12.0	78.0	.0	.0									
			1 14.49		25.0R	.0	.0	88	AGOYA138	138	1	1	78.0	25.0	1.051UN	92
90	G-EQIL-2	13.8	1 1.050	-26.5	40.0	.0	.0									
			1 14.49		13.5R	.0	.0	39	EQUIL-69	69.0	1	1	40.0	13.5	1.000UN	47
91	PAUTE-AB	13.8	1 1.050	-1.7	100.0	.0	.0									
			1 14.49		39.0R	.0	.0	2	PAUTE138	138	1	1	100.0	39.0	1.025UN	90
97	PAUTE-C	13.8	1 1.050	-4.0	100.0	.0	.0									
			1 14.49		23.5R	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	100.0	23.5	1.025UN	73

BUS DATA							LINE DATA									
FROM BUS	NAME	AREA	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I MVA
729	EQUIL138	138	1.034	-29.4	.0	.0	.0									
			142.6		.0	.0	.0	39	EQUIL-6969.0	1	1	.0	.0	1.000UN		0 60
								829	G-EQIL-313.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0 30
								929	G-EQIL-313.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0 30
731	G-EMEL-113.8	2	1.050	-27.2	18.0	.0	.0									
			14.49		10.3R	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	18.0	10.3	1.000UN		123 16
738	CONS-EQT13.8	1	1.001	-30.6	.0	.0	.0									
			13.82		.0	.0	.0	138	PVG-CONS69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0 60
764	G-S.ROSA13.8	1	1.050	-36.0	.0	.0	.0									
			14.49		20.6R	.0	.0	58	S.ROS138	138	1	1	.0	20.6	1.050UN	70 28
765	VPVG-EME13.8	2	1.050	-23.8	30.0	.0	.0									
			14.49		9.6R	.0	.0	165	VAP-GUAY69.0	1	2	30.0	9.6	1.000UN		136 22
770	NAYON13.46.0	3	1.046	-36.8	29.0	.0	.0									
			48.10		15.0H	.0	.0	70	VICEN-BA46.0	1	3	29.0	15.0	1.000UN		95 33
801	PAUTE-AB13.8	1	1.050	-1.7	100.0	.0	.0									
			14.49		39.0R	.0	.0	2	PAUTE138	138	1	1	100.0	39.0	1.025UN	90 114
807	PAUTE-C 13.8	1	1.050	-4.0	100.0	.0	.0									
			14.49		23.5R	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	100.0	23.5	1.025UN	73 134
829	G-EQIL-313.8	1	1.034	-29.4	.0	.0	.0									
			14.26		.0	.0	.0	729	EQUIL138	138	1	1	.0	.0	1.000UN	0 30
831	G-EMEL-213.8	2	1.050	-26.7	18.0	.0	.0									
			14.49		9.2R	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	18.0	9.2	1.000UN		128 15
870	GUAN+CHI46.0	3	1.050	-35.9	15.6	.0	.0									
			48.30		7.6R	.0	.0	70	VICEN-BA46.0	1	3	15.6	7.6	1.000UN		50 33
901	PAUTE-AB13.8	1	1.050	-1.7	100.0	.0	.0									
			14.49		39.0R	.0	.0	2	PAUTE138	138	1	1	100.0	39.0	1.025UN	90 114
907	PAUTE-C 13.8	1	1.050	-4.0	100.0	.0	.0									
			14.49		23.5R	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	100.0	23.5	1.025UN	73 134
929	G-EQIL-313.8	1	1.034	-29.4	.0	.0	.0									
			14.26		.0	.0	.0	729	EQUIL138	138	1	1	.0	.0	1.000UN	0 30
931	G-EMEL-313.8	2	1.012	-31.3	.0	.0	.0									
			13.96		.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0 16
970	GUAL-HER46.0	3	1.050	-39.5	8.1	.0	.0									
			48.30		10.2R	.0	.0	70	VICEN-BA46.0	1	3	8.1	10.2	1.000UN		37 33
1031	G-EMEL-513.8	2	1.012	-31.3	.0	.0	.0									
			13.96		.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0 20

BUS DATA								LINE DATA									
FROM BUS	AREA NAME	ZONE	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING A %I	MVA
1131	G-EMEL-613.8	2	1.012	-31.3	.0	.0	.0	-----									
		1	13.96		.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0	20
1231	G-ALTI-113.8	2	1.038	-28.5	36.0	.0	.0	-----									
		1	14.32		20.0H	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	36.0	20.0	1.000UN		79	50
1331	G-ALTI-213.8	2	1.012	-31.3	.0	.0	.0	-----									
		1	13.96		.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0	36

\*\*\*\*\* SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM \*\*\*\*\*

SYSTEM SWING BUS SUMMARY

BUS X	NAME	X	AREA	X	ZONE	X	MW	MVAR	MVABASE
1	PAUTE-AB13.8		1 [S.N.I.]		1 [ZONA-1]		130.2	42.2	111.0

202 BUSES	59 PLANTS	42 MACHINES	36 LOADS
223 BRANCHES	159 TRANSFORMERS	0 DC LINES	

	X	ACTUAL	X	NOMINAL	X
		MW	MVAR	MW	MVAR
FROM GENERATION		1885.8	845.4	1885.8	845.4
TO CONSTANT POWER LOAD		1816.7	609.0	1816.7	609.0
TO CONSTANT CURRENT		.0	.0	.0	.0
TO CONSTANT ADMITTANCE		.0	.0	.0	.0
TO BUS SHUNT		.0	-43.7	.0	-42.0
TO LINE SHUNT		.0	.0	.0	.0
FROM LINE CHARGING		.0	504.7	.0	502.7

VOLTAGE	X	LOSSES	X	LINE SHUNTS	X	CHARGING
LEVEL	BRANCHES	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR
230.0	17	38.16	312.17	.0	.0	369.4
138.0	44	28.92	93.69	.0	.0	131.9
69.0	21	1.97	3.12	.0	.0	3.4
46.0	7	.00	12.23	.0	.0	.0
13.8	78	.00	203.61	.0	.0	.0
6.6	1	.00	.00	.0	.0	.0
.0	55	.00	160.06	.0	.0	.0
TOTAL	223	69.05	784.87	.0	.0	504.7

## **E.2 FLUJO DE POTENCIA DEL S.N.I.**

**DEMANDA MEDIA**



BUS DATA							LINE DATA									
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING A %I	RATING B MVA
1	PAUTE-AB13.8	1 1.020	.0	56.5	.0	.0	2	PAUTE138 138	1	1	56.5	18.0	1.025UN		51	114
		1 14.08		18.0R	.0	.0										
2	PAUTE138 138	1 1.029	-3.3	.0	.0	.0	1	PAUTE-AB13.8	1	1	-56.5	-14.5	1.025LK		50	114
		1 141.9		.0	.0	.0	4	CUENC138 138	1	1	22.8	2.3			16	141
							4	CUENC138 138	2	1	22.8	2.3			16	141
							202	PAU-F1	1	1	138.5	26.3	1.000UN		61	225
							204	PAU-F2	1	1	172.5	16.6	1.000UN		75	225
							601	PAUTE-AB13.8	1	1	-100.0	-11.0	1.025LK		86	114
							701	PAUTE-AB13.8	1	1	-100.0	-11.0	1.025LK		86	114
							801	PAUTE-AB13.8	1	1	-100.0	-11.0	1.025LK		86	114
							901	PAUTE-AB13.8	1	1	.0	.0	1.025LK		0	114
3	PAUTE230 230	1 1.052	-5.1	.0	.0	.0	7	PAUTE-C 13.8	1	1	-100.0	-16.9	1.025LK		72	134
		1 241.9		.0	.0	.0	16	MILAG230 230	1	1	133.9	24.1			29	442
							24	PASCU230 230	1	1	136.1	22.4			30	442
							24	PASCU230 230	2	1	136.1	22.4			30	442
							85	TOTOR230 230	1	1	82.1	4.4			18	442
							86	RIOBA230 230	1	1	84.2	5.3			18	442
							204	PAU-F2	1	1	-172.5	-11.1	1.025LK		73	225
							607	PAUTE-C 13.8	1	1	-100.0	-16.9	1.025LK		72	134
							707	PAUTE-C 13.8	1	1	-100.0	-16.9	1.025LK		72	134
							807	PAUTE-C 13.8	1	1	-100.0	-16.9	1.025LK		72	134
							907	PAUTE-C 13.8	1	1	.0	.0	1.025LK		0	134
4	CUENC138 138	1 1.008	-5.5	.0	.0	.0	2	PAUTE138 138	1	1	-22.5	-6.0			16	141
		1 139.1		.0	.0	.0	2	PAUTE138 138	2	1	-22.5	-6.0			16	141
							14	LOJA-138 138	1	1	13.2	.3			9	141
							234	CUE-F	1	1	31.7	11.6	1.000LK		56	60
5	CUENCA 69.0	6 1.000	-6.7	28.5	60.2	.0	234	CUE-F	1	1	-31.7	-10.8	1.000UN		56	60
		1 69.00		14.9R	25.7	.0										
7	PAUTE-C 13.8	1 1.050	.9	100.0	.0	.0	3	PAUTE230 230	1	1	100.0	27.8	1.025UN		74	134
		1 14.49		27.8R	.0	.0										
14	LOJA-138 138	1 .977	-7.9	.0	.0	.0	4	CUENC138 138	1	1	-13.0	-7.9			11	141
		1 134.9		.0	.0	.0	244	LOJ-F	1	1	13.0	7.9	1.000LK		39	40
15	LOJA 69.0	16 1.059	-8.7	2.4	15.4	.0	244	LOJ-F	1	1	-13.0	-7.6	1.094LK		36	40
		1 73.10		-1.0L	6.7	.0										
16	MILAG230 230	1 .997	-14.2	.0	.0	.0	3	PAUTE230 230	1	1	-131.2	-28.5			30	442
		1 229.4		.0	.0	.0	24	PASCU230 230	1	1	185.9	31.6			43	442
							212	MIL-F1	1	1	80.8	22.5	.975LK		84	100
							303	PAUTE230 230	2	1	-135.6	-25.6			31	442
17	MILAGRO 69.0	11 1.015	-16.2	.0	35.3	.0	116	EMELG-M169.0	1	27	23.9	13.2			135	20
		1 70.01		.0	17.1	.0	212	MIL-F1	1	1	-80.8	-38.3	1.000UN		88	100
							214	MIL-F2	1	1	21.6	8.0	1.000UN		38	60

BUS DATA								LINE DATA									
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING	A			
	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR							RATIO	ANGLE	%I MVA			
18 MILAG138	138	1	1.019	-23.4	.0	.0	.0										
	1	140.6			.0	.0	.0	21	MACHA138	138	1	1	23.1	-2.3	16	141	
					.0	.0	.0	21	MACHA138	138	2	1	23.1	-2.3	16	141	
					.0	.0	.0	25	PASCU138	138	1	1	-46.3	4.6	17	265	
19 BABAHI138	138	1	.990	-18.3	.0	.0	.0										
	1	136.6			.0	.0	.0	118	MILAG-BY	138	1	1	-21.4	-10.1	17	141	
					.0	.0	.0	216	BAB-F		1	1	21.4	10.1	1.000LK	60	40
20 BABAHOYO69.0	69.0	15	1.023	-19.6	.0	21.4	.0										
	1	70.59			.0	9.5	.0	216	BAB-F		1	1	-21.4	-9.5	1.044LK	57	40
21 MACHA138	138	1	.989	-27.9	.0	.0	.0										
	1	136.4			.0	.0	.0	18	MILAG138	138	1	1	-22.6	-4.5	16	141	
					.0	.0	.0	18	MILAG138	138	2	1	-22.6	-4.5	16	141	
					.0	.0	.0	218	MAC-F1		1	1	45.1	9.0	.950LK	78	60
22 MACHALA169.0	69.0	8	1.017	-29.6	.0	45.1	.0										
	1	70.19			.0	20.7	.0	218	MAC-F1		1	1	-45.1	-20.7	.981LK	81	60
					.0	.0	.0	622	MEXICD	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	15
24 PASCU230	230	1	.978	-18.0	.0	.0	.0										
	1	225.1			.0	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	-132.2	-26.6	31	442	
					.0	.0	.0	3	PAUTE230	230	2	1	-132.2	-26.6	31	442	
					.0	.0	.0	16	MILAG230	230	1	1	-184.3	-26.4	43	442	
					.0	.0	.0	33	TRINI230	230	1	1	88.1	48.1	23	442	
					.0	.0	.0	44	QUEVE230	230	1	1	44.6	-15.7	11	442	
					.0	.0	.0	44	QUEVE230	230	2	1	44.6	-15.7	11	442	
					.0	.0	.0	222	PAS-F1		1	1	271.4	62.9	.950LK	127	225
25 PASCU138	138	1	1.019	-20.9	.0	.0	.0										
	1	140.7			.0	.0	.0	18	MILAG138	138	1	1	46.5	-5.4	17	265	
					.0	.0	.0	26	S.ELE138	138	1	1	19.4	-9.1	15	141	
					.0	.0	.0	34	SALIT138	138	1	1	131.2	65.2	90	160	
					.0	.0	.0	42	POLIC138	138	2	1	70.9	6.6	44	160	
					.0	.0	.0	130	CEDEG138	138	1	27	.0	-7	0	141	
					.0	.0	.0	222	PAS-F1		1	1	-271.4	-48.8	1.000UN	120	225
					.0	.0	.0	629	FICTICIA	138	1	1	3.3	-7.9	6	141	
26 S.ELE138	138	1	1.018	-24.1	.0	.0	.0										
	1	140.5			.0	.0	.0	25	PASCU138	138	1	1	-19.0	2.9	13	141	
					.0	.0	.0	226	ELE-F		1	1	19.0	-2.9	1.000LK	47	40
27 PASCUALS69.0	69.0	2	.985	-27.1	.0	36.2	.0										
	1	67.99			.0	11.8	.0	43	POLICENT69.0	69.0	1	2	-25.3	-.4	36	72	
					.0	.0	.0	115	EMELG-DD69.0	69.0	1	27	9.1	9.2	9	150	
					.0	.0	.0	627	G-PASCUA13.8	13.8	1	1	-20.0	-20.6	1.000LK	29	100
28 S.ELENA 69.0	69.0	13	1.034	-25.2	.0	16.2	.0										
	1	71.37			.0	7.2	.0	226	ELE-F		1	1	-19.0	3.3	1.013LK	47	40
					.0	.0	.0	628	ECUAP-SE13.8	13.8	1	1	2.8	-10.5	1.000LK	21	50
29 POSOR138	138	1	1.027	-21.7	.0	.0	.0										
	1	141.8			.0	.0	.0	229	POS-F		1	1	3.3	.8	1.000LK	17	20
					.0	.0	.0	629	FICTICIA	138	1	1	-3.3	-.8	2	141	
30 POSORJA969.0	69.0	24	1.013	-22.1	.0	3.3	.0										
	1	69.87			.0	.8	.0	229	POS-F		1	1	-3.3	-.8	.987LK	17	20

BUS DATA							LINE DATA												
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	%I	RATING A MVA		
31	SALITR6969.0	1	.972	-28.0	.0	11.6	.0												
		1	67.05		.0	2.0	.0	35	V-INEC-213.8	1	1	-73.0	-31.9	1.025LK		95	86		
								36	V-INEC-313.8	1	1	.0	.0	1.025LK		0	86		
								37	G-INEC-413.8	1	1	.0	.0	1.025LK		0	26		
								39	EQUIL-6969.0	1	1	-39.4	-15.8			61	72		
								39	EQUIL-6969.0	2	1	-39.4	-15.8			61	72		
								131	EMEL-SAL69.0	1	2	268.9	107.4			89	333		
								232	SAL-F	1	1	-128.7	-45.9	1.000UN		156	90		
32	TRINI138	138	1	.980	-20.1	.0	.0	.0											
			1	135.2		.0	.0	.0	208	TRI-F2	1	1	87.8	47.9	1.000LK		113	90	
									210	TRI-F1	1	1	-87.8	-47.9	1.000UN		45	225	
									632	V-TRIN-113.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	160	
33	TRINI230	230	1	.965	-19.1	.0	.0	.0											
			1	221.9		.0	.0	.0	24	PASCU230	230	1	1	-87.8	-49.9		24	442	
									210	TRI-F1	1	1	87.8	50.0	.975LK		47	225	
34	SALIT138	138	1	.976	-23.8	.0	.0	.0											
			1	134.7		.0	.0	.0	25	PASCU138	138	1	1	-128.7	-57.0		90	160	
									232	SAL-F	1	1	128.7	57.0	.975LK		160	90	
35	V-INEC-213.8		1	1.000	-21.9	73.0	.0	.0											
			1	13.80		41.6R	.0	.0	31	SALITR6969.0	1	1	73.0	41.6	1.025UN		98	86	
36	V-INEC-313.8		1	.948	-28.0	.0	.0	.0											
			1	13.08		.0	.0	.0	31	SALITR6969.0	1	1	.0	.0	1.025UN		0	86	
37	G-INEC-413.8		1	.948	-28.0	.0	.0	.0											
			1	13.08		.0	.0	.0	31	SALITR6969.0	1	1	.0	.0	1.025UN		0	26	
38	TRINI76969.0		2	1.013	-23.1	.0	59.0	.0											
			1	69.91		.0	33.6	.0	115	EMELG-DD69.0	1	27	28.8	8.5			30	100	
									138	PVG-CONS69.0	1	2	.0	.0			0	333	
									208	TRI-F2	1	1	-87.8	-42.1	1.063LK		107	90	
39	EQUIL-6969.0		1	1.000	-26.1	.0	.0	.0											
			1	69.01		.0	.0	.0	31	SALITR6969.0	1	1	40.0	17.4			61	72	
									31	SALITR6969.0	2	1	40.0	17.4			61	72	
									600	G-EQIL-213.8	1	1	-40.0	-17.4	1.000LK		51	86	
									700	G-EQIL-213.8	1	1	-40.0	-17.4	1.000LK		51	86	
									729	EQUIL138	138	1	1	.0	.0	1.000LK		0	60
41	QUEVEDO	69.0	7	1.000	-24.9	.0	4.8	.0											
			1	69.01		.0	2.3	.0	45	QUEVE138	138	1	1	-4.8	-2.3	1.000UN		16	33
42	POLIC138	138	1	1.009	-22.5	.0	.0	.0											
			1	139.2		.0	.0	.0	25	PASCU138	138	2	1	-70.4	-5.5		44	160	
									230	POL-F	1	1	70.4	5.5	1.000LK		78	90	
43	POLICENT69.0		2	.998	-24.6	.0	44.8	.0											
			1	68.89		.0	14.0	.0	27	PASCUALS69.0	1	2	25.6	1.2			36	72	
									230	POL-F	1	1	-70.4	-15.2	1.006LK		80	90	

BUS DATA							LINE DATA											
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I MVA				
44	QUEVE230	230	1	.977	-21.5	.0	.0	.0										
			1	224.6		.0	.0	.0	24	PASCU230	230	1	1	-44.3	-7.4	10	442	
									24	PASCU230	230	2	1	-44.3	-7.4	10	442	
									49	S.DGO230	230	1	1	-12.2	-14.2	4	442	
									149	S.DGO230	230	2	1	.0	-18.7	4	442	
									242	QUE-F1		1	1	100.7	47.6	.950LK	114	100
45	QUEVE138	138	1	1.009	-23.9	.0	.0	.0										
			1	139.2		.0	.0	.0	41	QUEVEDO	69.0	1	7	4.8	2.4	1.000LK	16	33
									47	PORTO138	138	1	1	40.7	16.3		31	141
									47	PORTO138	138	2	1	40.7	16.3		31	141
									242	QUE-F1		1	1	-100.7	-42.5	1.000UN	108	100
									245	QUE-F2		1	1	14.5	7.4	1.000LK	81	20
46	QUEVEDO	69.0	7	1.029	-25.8	.0	14.5	.0										
			1	71.03		.0	6.8	.0	245	QUE-F2		1	1	-14.5	-6.8	1.038LK	78	20
47	PORTO138	138	1	.921	-29.9	.0	.0	.0										
			1	127.1		.0	.0	.0	45	QUEVE138	138	1	1	-38.9	-17.2		33	141
									45	QUEVE138	138	2	1	-38.9	-17.2		33	141
									246	MAN-F1		1	1	38.9	17.2	.950LK	103	45
									247	MAN-F2		1	1	38.9	17.2	.950LK	103	45
48	PORTOVIE	69.0	4	1.038	-33.0	.0	50.0	.0										
			1	71.60		.0	19.4	.0	148	MANTA	69.0	1	4	13.5	5.3		47	30
									148	MANTA	69.0	2	4	14.2	4.8		48	30
									246	MAN-F1		1	1	-38.9	-14.8	1.094LK	89	45
									247	MAN-F2		1	1	-38.9	-14.8	1.094LK	89	45
49	S.DGO230	230	1	.983	-20.8	.0	.0	.0										
			1	226.0		.0	.0	.0	44	QUEVE230	230	1	1	12.2	-4.4		3	442
									57	S.ROS230	230	1	1	-3.3	27.6		6	442
									57	S.ROS230	230	2	1	-3.3	27.6		6	442
									248	SDO-F1		1	1	-5.6	-6.3	1.000LK	9	100
									649	ECUAP-SD	13.8	1	1	.0	-44.4	1.000LK	32	140
50	S.DGO138	138	1	.986	-20.7	.0	.0	.0										
			1	136.0		.0	.0	.0	52	ESMER138	138	1	1	-13.9	-7.9		11	141
									52	ESMER138	138	2	1	-13.9	-7.9		11	141
									248	SDO-F1		1	1	5.6	6.4	1.000UN	9	100
									250	SDO-F2		1	1	22.2	9.4	.975LK	41	60
51	S.DOMING	69.0	14	1.005	-21.5	.0	22.2	.0										
			1	69.32		.0	9.0	.0	250	SDO-F2		1	1	-22.2	-9.0	1.000UN	40	60
52	ESMER138	138	1	1.018	-17.7	.0	.0	.0										
			1	140.5		.0	.0	.0	50	S.DGO138	138	1	1	14.2	-1.2		10	141
									50	S.DGO138	138	2	1	14.2	-1.2		10	141
									53	C.T.ESME	13.8	1	1	-51.0	-9.0	1.025LK	32	160
									252	ESM-F		1	1	22.7	11.4	1.000LK	55	45
53	C.T.ESME	13.8	1	1.000	-15.7	51.0	.0	.0										
			1	13.80		10.9R	.0	.0	52	ESMER138	138	1	1	51.0	10.9	1.025UN	33	160
54	ESMERALD	69.0	12	1.004	-19.3	.0	22.7	.0										
			1	69.30		.0	10.6	.0	252	ESM-F		1	1	-22.7	-10.6	1.000LK	55	45

<===== BUS DATA =====>										<===== LINE DATA =====>						
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	%I	RATING MVA
55	S/E19-AL	138	1	.938	-26.1	.0	.0	.0	-----							
			1	129.4		.0	.0	.0	62 S.ALE138	138	1	1	-41.9	-25.4		28 186
									255 S/E19-F		1	1	41.9	25.4	1.000LK	87 60
56	S/E19-BA46.0		3	1.011	-28.1	.0	41.9	.0	-----							
			1	46.49		.0	23.4	.0	255 S/E19-F		1	1	-41.9	-23.4	1.100HI	79 60
57	S.ROS230	230	1	.958	-20.5	.0	.0	.0	-----							
			1	220.3		.0	.0	.0	49 S.DG0230	230	1	1	3.4	-40.0		9 442
									49 S.DG0230	230	2	1	3.4	-40.0		9 442
									85 TOTOR230	230	1	1	-124.3	-26.4		30 442
									85 TOTOR230	230	2	1	-124.3	-26.4		30 442
									254 SRO-F1		1	1	241.8	132.7	.950LK	128 225
58	S.ROS138	138	1	.983	-23.3	.0	.0	.0	-----							
			1	135.7		.0	.0	.0	60 SROS-MOV46.0		1	3	26.4	4.1	1.000LK	91 30
									62 S.ALE138	138	1	1	67.4	44.2		44 186
									62 S.ALE138	138	2	1	67.4	44.2		44 186
									64 G-S.ROSA13.8		1	1	.0	.0	1.050LK	0 28
									71 VICEN138	138	1	1	25.1	24.4		22 160
									122 PAPA-ALT	138	1	3	.0	-3.2		2 160
									254 SRO-F1		1	1	-241.8	-117.7	1.000UN	122 225
									288 SRO-F2		1	1	55.4	29.5	1.000LK	142 45
									664 G-S.ROSA13.8		1	1	.0	-12.7	1.050LK	46 28
									764 G-S.ROSA13.8		1	1	.0	-12.7	1.050LK	46 28
59	S.ROS-BA46.0		3	1.022	-30.5	.0	55.4	.0	-----							
			1	46.99		.0	21.1	.0	288 SRO-F2		1	1	-55.4	-21.1	1.100HI	129 45
60	SROS-MOV46.0		3	.973	-28.5	.0	26.4	.0	-----							
			1	44.78		.0	1.7	.0	58 S.ROS138	138	1	1	-26.4	-1.7	1.000UN	91 30
62	S.ALE138	138	1	.945	-25.6	.0	.0	.0	-----							
			1	130.5		.0	.0	.0	55 S/E19-AL	138	1	1	42.0	25.5		28 186
									58 S.ROS138	138	1	1	-66.5	-41.4		45 186
									58 S.ROS138	138	2	1	-66.5	-41.4		45 186
									102 PDMA138	138	1	1	17.6	10.1		12 186
									262 S.ALE-F		1	1	73.5	47.2	1.000LK	154 60
63	S.ALE-BA46.0		3	1.002	-29.1	.0	73.5	.0	-----							
			1	46.11		.0	41.1	.0	262 S.ALE-F		1	1	-73.5	-41.1	1.100HI	140 60
64	G-S.ROSA13.8		1	.936	-23.3	.0	.0	.0	-----							
			1	12.92		.0	.0	.0	58 S.ROS138	138	1	1	.0	.0	1.050UN	0 28
70	VICEN-BA46.0		3	.978	-28.3	.0	108.4	.0	-----							
			1	45.01		.0	26.9	.0	258 VIC-F1		1	1	-35.5	-4.9	1.000UN	111 33
									259 VIC-F2		1	1	-35.5	-4.9	1.000UN	111 33
									670 CUMBA13.46.0		1	3	-16.0	-7.2	1.000LK	54 33
									770 NAYON13.46.0		1	3	-11.9	-6.9	1.000LK	43 33
									870 GUAN+CHI46.0		1	3	-9.6	-2.9	1.000LK	31 33
									970 GUAL-HER46.0		1	3	.0	.0	1.000LK	0 33

BUS DATA							LINE DATA										
FROM	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO						TRANSFORMER	RATING A				
BUS	NAME	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	%I	MVA
71	VICEN138	138	1	.968	-23.8	.0	.0	.0	-----								
			1	133.5		.0	.0	.0	58 S.ROS138	138	1	1	-24.9	-24.9		23	160
									72 GUANG138	138	1	3	.0	-.5		0	160
									74 LATA138	138	1	1	-71.4	7.5		46	160
									78 IBARR138	138	1	1	12.7	1.1		8	160
									78 IBARR138	138	2	1	12.7	1.1		8	160
									258 VIC-F1		1	1	35.5	7.8	.975LK	114	33
									259 VIC-F2		1	1	35.5	7.8	.975LK	114	33
72	GUANG138	138	3	.968	-23.8	.0	.0	.0	-----								
			1	133.5		.0	.0	.0	71 VICEN138	138	1	1	.0	.0		0	160
									73 GUANGOP06.60		1	1	.0	.0	1.000LK	0	30
73	GUANGOP06.60		1	.968	-23.8	.0	.0	.0	-----								
			1	6.386		.0	.0	.0	72 GUANG138	138	1	3	.0	.0	1.000UN	0	30
74	LATA138	138	1	1.006	-13.5	.0	.0	.0	-----								
			1	138.9		.0	.0	.0	71 VICEN138	138	1	1	74.9	.1		47	160
									80 PUCAR138	138	1	1	-74.9	-.1		47	160
77	IBARR-BA69.0		9	1.007	-27.5	.0	13.1	.0	-----								
			1	69.49		.0	8.2	.0	275 IBA-F1		1	1	-13.1	-8.2	1.056LK	76	20
78	IBARR138	138	1	.953	-25.3	.0	.0	.0	-----								
			1	131.5		.0	.0	.0	71 VICEN138	138	1	1	-12.6	-5.5		9	160
									71 VICEN138	138	2	1	-12.6	-5.5		9	160
									91 TULCAN13	138	1	1	2.5	-4.3		3	160
									275 IBA-F1		1	1	13.1	8.9	.975LK	83	20
									278 IBA-F2		1	1	9.5	6.3	1.000LK	40	30
79	IBARRABA34.5		9	1.015	-27.2	2.3	11.8	.0	-----								
			1	35.00		1.5H	7.4	.0	278 IBA-F2		1	1	-9.5	-5.9	1.087LK	37	30
80	PUCAR138	138	1	1.026	-9.7	.0	.0	.0	-----								
			1	141.6		.0	.0	.0	74 LATA138	138	1	1	76.3	2.9		47	160
									81 PUCARA	13.8	1	1	-32.5	-7.7	1.051LK	81	40
									82 AMBAT138	138	1	1	-11.3	12.4		10	160
									681 PUCARA	13.8	1	1	-32.5	-7.7	1.051LK	81	40
81	PUCARA	13.8	1	1.000	-4.8	32.5	.0	.0	-----								
			1	13.80		10.6R	.0	.0	80 PUCAR138	138	1	1	32.5	10.6	1.051UN	85	40
82	AMBAT138	138	1	1.018	-9.0	.0	.0	.0	-----								
			1	140.5		.0	.0	.0	80 PUCAR138	138	1	1	11.4	-14.2		11	160
									84 TOTOR138	138	1	1	-31.7	2.1		22	141
									282 AMB-F		1	1	20.3	12.1	.975LK	70	33
83	TOTOR-BA69.0		5	1.013	-9.8	.0	24.5	.0	-----								
			1	69.89		.0	8.1	.0	294 TOT-F2		1	1	-24.5	-8.1	1.000UN	42	60
84	TOTOR138	138	1	1.020	-8.7	.0	.0	.0	-----								
			1	140.7		.0	.0	.0	82 AMBAT138	138	1	1	31.7	-2.4		22	141
									88 AGOYA138	138	1	1	-77.0	-2.3		41	186
									88 AGOYA138	138	2	1	-77.0	-2.3		41	186
									280 TOT-F1		1	1	97.7	-1.6	1.000UN	160	60
									294 TOT-F2		1	1	24.5	8.6	1.000LK	42	60

<===== BUS DATA =====>										<===== LINE DATA =====>								
FROM	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO						TRANSFORMER	RATING	A				
BUS	NAME	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	%I	MVA	
85	TOTOR230	230	1	.999	-13.3	.0	.0	.0	-----									
			1	229.8		.0	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	-80.6	-30.6		20	442
									57	S.ROS230	230	1	1	126.3	25.0		29	442
									57	S.ROS230	230	2	1	126.3	25.0		29	442
									86	RIOBA230	230	1	1	-74.4	-29.1		18	442
									280	TOT-F1		1	1	-97.7	9.6	.975LK	164	60
86	RIOBA230	230	1	1.013	-11.8	.0	.0	.0	-----									
			1	232.9		.0	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	-83.0	-26.2		19	442
									85	TOTOR230	230	1	1	74.7	23.8		18	442
									284	RIO-F		1	1	8.3	2.4	1.000LK	14	60
87	RIOBA-6969.0		10	1.009	-12.5	11.9	16.5	.0	-----									
			1	69.62		3.0H	4.1	.0	112	GUARA-BA69.0		1	20	3.7	1.2		12	32
									284	RIO-F		1	1	-8.3	-2.3	1.000LK	14	60
88	AGOYA138	138	1	1.036	-5.2	.0	.0	.0	-----									
			1	143.0		.0	.0	.0	84	TOTOR138	138	1	1	78.0	4.8		41	186
									84	TOTOR138	138	2	1	78.0	4.8		41	186
									89	AGOYAN	13.8	1	1	-78.0	-4.8	1.051LK	89	85
									689	AGOYAN	13.8	1	1	-78.0	-4.8	1.051LK	89	85
89	AGOYAN	13.8	1	1.000	1.5	78.0	.0	.0	-----									
			1	13.80		14.0R	.0	.0	88	AGOYA138	138	1	1	78.0	14.0	1.051UN	93	85
90	AMBAT-BA69.0		5	1.027	-10.7	9.1	29.4	.0	-----									
			1	70.84		3.8H	15.0	.0	282	AMB-F		1	1	-20.3	-11.2	1.000UN	68	33
91	TULCAN13	138	1	.956	-25.7	.0	.0	.0	-----									
			1	131.9		.0	.0	.0	78	IBARR138	138	1	1	-2.5	.3		2	160
									191	IPIA138	138	1	30	.0	-1.1		1	111
									291	TUL-F		1	1	2.5	.8	1.000LK	14	20
92	TULCAN6969.0		21	.972	-26.1	3.7	6.2	.0	-----									
			1	67.06		1.5H	2.3	.0	291	TUL-F		1	1	-2.5	-.8	1.019LK	14	20
102	POMAS138	138	1	.939	-26.0	.0	.0	.0	-----									
			1	129.5		.0	.0	.0	62	S.ALE138	138	1	1	-17.5	-10.9		12	186
									103	POMA-BA	23.0	1	3	17.5	10.9	1.100UN	110	20
103	POMA-BA	23.0	3	1.004	-28.7	.0	17.5	.0	-----									
			1	23.10		.0	9.8	.0	102	POMAS138	138	1	1	-17.5	-9.8	1.100HI	100	20
112	GUARA-BA69.0		20	.999	-13.1	.0	3.7	.0	-----									
			1	68.93		.0	1.7	.0	87	RIOBA-6969.0		1	10	-3.7	-1.7		13	32
115	EMELG-DD69.0		27	.985	-27.1	.0	37.6	.0	-----									
			1	67.99		.0	15.9	.0	27	PASCUALS69.0		1	2	-9.1	-9.2		9	150
									38	TRINIT6969.0		1	2	-28.5	-6.7		30	100
116	EMELG-MI69.0		27	1.015	-16.2	.0	23.9	.0	-----									
			1	70.01		.0	13.2	.0	17	MILAGRO	69.0	1	11	-23.9	-13.2		135	20
118	MILAG-BY	138	1	1.009	-17.1	.0	.0	.0	-----									
			1	139.3		.0	.0	.0	19	BABAHI38	138	1	1	21.6	7.6		16	141
									214	MIL-F2		1	1	-21.6	-7.6	1.000LK	38	60
122	PAPA-ALT	138	3	.985	-23.3	.0	.0	.0	-----									
			1	136.0		.0	.0	.0	58	S.ROS138	138	1	1	.0	.0		0	160

<===== BUS DATA =====>										<===== LINE DATA =====>								
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING A %I MVA			
130	CEDEG138	138	27	1.020	-20.9	.0	.0	.0	-----									
			1	140.7		.0	.0	.0	25	PASCU138	138	1	1	.0	.0	0	141	
131	EMEL-SAL69.0		2	.972	-28.0	.0	328.7	.0	-----									
			1	67.05		.0	131.3	.0	31	SALITR6969.0		1	1	-268.9	-107.4	89	333	
									165	VAP-GUAY69.0		1	2	-14.9	-6.9	23	72	
									165	VAP-GUAY69.0		2	2	-14.9	-6.9	23	72	
									631	V-EMEL-113.8		1	2	-30.0	-10.2	1.000LK	109	30
									731	G-EMEL-113.8		1	2	.0	.0	1.000LK	0	16
									831	G-EMEL-213.8		1	2	.0	.0	1.000LK	0	15
									931	G-EMEL-313.8		1	2	.0	.0	1.000LK	0	16
									1031	G-EMEL-513.8		1	2	.0	.0	1.000LK	0	20
									1131	G-EMEL-613.8		1	2	.0	.0	1.000LK	0	20
									1231	G-ALTI-113.8		1	2	.0	.0	1.000LK	0	50
									1331	G-ALTI-213.8		1	2	.0	.0	1.000LK	0	36
138	PVG-CONS69.0		2	1.013	-23.1	.0	.0	.0	-----									
			1	69.91		.0	.0	.0	38	TRINIT6969.0		1	2	.0	.0	0	333	
									638	CONS-EQL13.8		1	1	.0	.0	1.000LK	0	50
									738	CONS-EQT13.8		1	1	.0	.0	1.000LK	0	60
148	MANTA	69.0	4	.998	-34.8	.0	27.0	.0	-----									
			1	68.86		.0	10.4	.0	48	PORTOVIE69.0		1	4	-13.1	-5.5	48	30	
									48	PORTOVIE69.0		2	4	-13.8	-5.0	49	30	
149	S.DG0230	230	1	.986	-21.5	.0	.0	.0	-----									
			1	226.7		.0	.0	.0	44	QUEVE230	230	2	1	.0	.0	0	442	
165	VAP-GUAY69.0		2	.982	-27.4	.0	.0	.0	-----									
			1	67.77		.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0		1	2	15.0	6.9	23	72	
									131	EMEL-SAL69.0		2	2	15.0	6.9	23	72	
									665	GPVG-EME13.8		1	2	.0	.0	1.000LK	0	12
									765	VPVG-EME13.8		1	2	-30.0	-13.9	1.000LK	153	22
191	IPIA138	138	30	.956	-25.7	.0	.0	.0	-----									
			1	132.0		.0	.0	.0	91	TULCAN13	138	1	1	.0	.0	0	111	
									293	IPIA-F		1	30	.0	.0	.950LK	0	20
192	IPIA115	115	30	1.030	-25.7	.0	.0	.0	-----									
			1	118.5		.0	.0	.0	293	IPIA-F		1	30	.0	.0	1.024LK	0	20
202	PAU-F1		1	1.030	-3.0	.0	.0	.0	-----									
			1			.0	.0	.0	2	PAUTE138	138	1	1	-138.5	-27.1	1.000LK	61	225
									302	PAU-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	75
									303	PAUTE230	230	1	1	138.5	27.1	1.025UN	61	225
204	PAU-F2		1	1.029	-2.9	.0	.0	.0	-----									
			1			.0	.0	.0	2	PAUTE138	138	1	1	-172.5	-17.8	1.000LK	75	225
									3	PAUTE230	230	1	1	172.5	17.8	1.025UN	75	225
									304	PAU-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	75
208	TRI-F2		1	.950	-23.6	.0	.0	.0	-----									
			1			.0	.0	.0	32	TRINI138	138	1	1	-87.8	-41.2	1.000UN	113	90
									38	TRINIT6969.0		1	2	87.8	41.2	1.063UN	113	90
									308	TRI-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	30



BUS DATA							LINE DATA									
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING	A		
	ZONE	PJ/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR							RATIO	ANGLE	%I MVA		
210 TRI-F1	1	.978	-20.3	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	32 TRINI138	138	1	1	87.8	47.5	1.000LK	45 225		
							33 TRINI230	230	1	1	-87.8	-47.5	.975UN	45 225		
							310 TRI-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 75		
212 MIL-F1	1	1.013	-16.4	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	16 MILAG230	230	1	1	-80.8	-19.1	.975UN	82 100		
							17 MILAGRO	69.0	1	11	80.8	37.9	1.000LK	88 100		
							312 MIL-T1	13.8	1	1	.0	-18.8	1.000LK	56 33		
214 MIL-F2	1	1.016	-16.0	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	17 MILAGRO	69.0	1	11	-21.6	-8.1	1.000LK	38 60		
							118 MILAG-BY	138	1	1	21.6	8.1	1.000UN	38 60		
							314 MIL-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 20		
216 BAB-F	1	.979	-19.7	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	19 BABAHI38	138	1	1	-21.4	-9.4	1.000UN	60 40		
							20 BABAHOYO	69.0	1	15	21.4	9.4	1.044UN	60 40		
							316 BAB-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 12		
218 MAC-F1	1	1.034	-29.9	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	21 MACHA138	138	1	1	-45.1	-7.3	.950UN	74 60		
							22 MACHALA	169.0	1	8	45.1	20.4	.981UN	80 60		
							318 MAC-T1	13.8	1	1	.0	-13.1	1.000LK	63 20		
222 PAS-F1	1	1.017	-21.5	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	24 PASCU230	230	1	1	-271.4	-45.6	.950UN	120 225		
							25 PASCU138	138	1	1	271.4	45.6	1.000LK	120 225		
							322 PAS-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 75		
226 ELE-F	1	1.022	-25.4	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	26 S.ELE138	138	1	1	-19.0	3.3	1.000UN	47 40		
							28 S.ELENA	69.0	1	13	19.0	-3.3	1.013UN	47 40		
							326 ELE-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 13		
229 POS-F	1	1.025	-22.1	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	29 POSOR138	138	1	1	-3.3	-.8	1.000UN	17 20		
							30 POSORJA	69.0	1	24	3.3	.8	.987UN	17 20		
							329 POS-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 7		
230 PDL-F	1	1.014	-19.9	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	42 POLIC138	138	1	1	-70.4	-8.7	1.000UN	78 90		
							43 POLICENT	69.0	1	2	70.4	21.4	1.006UN	81 90		
							330 POL-T	13.8	1	1	.0	-12.7	1.000LK	42 30		
232 SAL-F	1	.968	-28.7	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	31 SALITR69	69.0	1	1	128.7	44.2	1.000LK	156 90		
							34 SALIT138	138	1	1	-128.7	-44.2	.975UN	156 90		
							332 SAL-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 30		
234 CUE-F	1	.999	-6.8	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	4 CUENC138	138	1	1	-31.7	-10.7	1.000UN	56 60		
							5 CUENCA	69.0	1	6	31.7	10.7	1.000LK	56 60		
							334 CUE-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 20		
242 QUE-F1	1	1.007	-24.1	.0	.0	.0										
	1			.0	.0	.0	44 QUEVE230	230	1	1	-100.7	-42.0	.950UN	108 100		
							45 QUEVE138	138	1	1	100.7	42.0	1.000LK	108 100		
							342 QUE-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 33		

BUS DATA							LINE DATA										
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING XI	MVA		
	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR												
244	LOJ-F	1	.967	-8.9	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	14	LOJA-138	138	1	1	-13.0	-7.6	1.000UN	39	40
								15	LOJA	69.0	1	16	13.0	7.6	1.094UN	39	40
								344	LOJ-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	13
245	QUE-F2	1	.990	-26.2	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	45	QUEVE138	138	1	1	-14.5	-6.7	1.000UN	81	20
								46	QUEVEDO	69.0	1	7	14.5	6.7	1.038UN	81	20
								345	QUE-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	7
246	MAN-F1	1	1.002	-26.0	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	47	PORTO138	138	1	1	-38.9	-20.5	.950UN	97	45
								48	PORTOVIE	69.0	1	4	38.9	20.5	1.094UN	97	45
								346	MAN-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	15
247	MAN-F2	1	1.002	-26.0	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	47	PORTO138	138	1	1	-38.9	-20.5	.950UN	97	45
								48	PORTOVIE	69.0	1	4	38.9	20.5	1.094UN	97	45
								347	MAN-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	15
248	SDO-F1	1	.986	-20.7	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	49	S.DGO230	230	1	1	5.6	6.4	1.000UN	9	100
								50	S.DGO138	138	1	1	-5.6	-6.4	1.000LK	9	100
								348	SDO-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	33
250	SDO-F2	1	1.004	-21.7	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	50	S.DGO138	138	1	1	-22.2	-8.9	.975UN	40	60
								51	S.DOMING	69.0	1	14	22.2	8.9	1.000LK	40	60
								350	SDO-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	20
252	ESM-F	1	1.038	-15.6	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	52	ESMER138	138	1	1	-22.7	-12.4	1.000UN	55	45
								54	ESMERALD	69.0	1	12	22.7	12.4	1.000UN	55	45
								352	ESM-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	15
254	SRO-F1	1	.978	-23.9	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	57	S.ROS230	230	1	1	-241.8	-114.6	.950UN	122	225
								58	S.ROS138	138	1	1	241.8	114.6	1.000LK	122	225
								354	SRO-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	75
255	S/E19-F	1	.915	-28.5	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	55	S/E19-AL	138	1	1	-41.9	-23.0	1.000UN	87	60
								56	S/E19-BA	46.0	1	3	41.9	23.0	1.100UN	87	60
								355	S/E19-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	20
258	VIC-F1	1	.978	-28.6	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	70	VICEN-BA	46.0	1	3	35.5	4.8	1.000LK	111	33
								71	VICEN138	138	1	1	-35.5	-4.8	.975UN	111	33
								358	VIC-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	11
259	VIC-F2	1	.978	-28.6	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	70	VICEN-BA	46.0	1	3	35.5	4.8	1.000LK	111	33
								71	VICEN138	138	1	1	-35.5	-4.8	.975UN	111	33
								359	VIC-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	11
262	S.ALE-F	1	.906	-29.8	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	62	S.ALE138	138	1	1	-73.5	-40.0	1.000UN	154	60
								63	S.ALE-BA	46.0	1	3	73.5	40.0	1.100UN	154	60
								362	S.ALE-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	20

BUS DATA								LINE DATA							
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CTK	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING A		
	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR							RATIO	ANGLE	XI	MVA
275 IBA-F1	1	.953	-27.6	.0	.0	.0	77 IBARR-BA69.0	1	9	13.1	8.1	1.056UN	81	20	
	1			.0	.0	.0	78 IBARR138	138	1	1	-13.1	-8.1	.975UN	81	20
							375 IBA-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	7
278 IBA-F2	1	.930	-27.5	.0	.0	.0	78 IBARR138	138	1	1	-9.5	-5.8	1.000UN	40	30
	1			.0	.0	.0	79 IBARRABA34.5	1	9	9.5	5.8	1.087UN	40	30	
							378 IBA-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	10
280 TOT-F1	1	1.020	-7.7	.0	.0	.0	84 TOTOR138	138	1	1	-97.7	.0	1.000LK	160	60
	1			.0	.0	.0	85 TOTOR230	230	1	1	97.7	.0	.975UN	160	60
							380 TOT-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	20
282 AMB-F	1	1.026	-10.9	.0	.0	.0	82 AMBAT138	138	1	1	-20.3	-11.2	.975UN	68	33
	1			.0	.0	.0	90 AMBAT-BA69.0	1	5	20.3	11.2	1.000LK	68	33	
							382 AMB-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	11
284 RIO-F	1	1.009	-12.6	.0	.0	.0	86 RIOBA230	230	1	1	-8.3	-2.3	1.000UN	14	60
	1			.0	.0	.0	87 RIOBA-6969.0	1	10	8.3	2.3	1.000UN	14	60	
							384 RIO-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	20
288 SRD-F2	1	.924	-31.3	.0	.0	.0	58 S.ROS138	138	1	1	-55.4	-20.2	1.000UN	142	45
	1			.0	.0	.0	59 S.ROS-BA46.0	1	3	55.4	20.2	1.100UN	142	45	
							388 SRD-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	15
291 TUL-F	1	.954	-26.1	.0	.0	.0	91 TULCAN13	138	1	1	-2.5	-.8	1.000UN	14	20
	1			.0	.0	.0	92 TULCAN6969.0	1	21	2.5	.8	1.019UN	14	20	
							391 TUL-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	7
293 IPIA-F	30	1.007	-25.7	.0	.0	.0	191 IPIA138	138	1	30	.0	.0	.950UN	0	20
	1			.0	.0	.0	192 IPIA115	115	1	30	.0	.0	1.024UN	0	20
							393 IPIA-F	13.8	1	30	.0	.0	1.000LK	0	7
294 TOT-F2	1	1.011	-10.1	.0	.0	.0	83 TOTOR-BA69.0	1	5	24.5	8.0	1.000LK	42	60	
	1			.0	.0	.0	84 TOTOR138	138	1	1	-24.5	-8.0	1.000UN	42	60
							394 TOT-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	20
302 PAU-T1	13.8	1	1.030	-3.0	.0	.0	202 PAU-F1		1	1	.0	.0	1.000UN	0	75
	1	14.21		.0	.0	.0									
303 PAUTE230	230	1	1.049	-4.7	.0	.0	16 MILAG230	230	2	1	138.5	22.6		30	442
	1	241.4		.0	.0	.0	202 PAU-F1		1	1	-138.5	-22.6	1.025LK	59	225
304 PAU-T2	13.8	1	1.029	-2.9	.0	.0	204 PAU-F2		1	1	.0	.0	1.000UN	0	75
	1	14.20		.0	.0	.0									
308 TRI-T2	13.8	1	.950	-23.6	.0	.0	208 TRI-F2		1	1	.0	.0	1.000UN	0	30
	1	13.11		.0	.0	.0									
310 TRI-T1	13.8	1	.978	-20.3	.0	.0	210 TRI-F1		1	1	.0	.0	1.000UN	0	75
	1	13.49		.0	.0	.0									

<===== BUS DATA =====>										<===== LINE DATA =====>							
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING A %I	MVA
312	MIL-T1	13.8	1	1.033	-16.4	.0	.0	.0	-----								
			1	14.25	.0	.0	-19.2	212	MIL-F1	1	1	.0	19.2	1.000UN		56	33
314	MIL-T2	13.8	1	1.016	-16.0	.0	.0	.0	-----								
			1	14.02	.0	.0	.0	214	MIL-F2	1	1	.0	.0	1.000UN		0	20
316	BAB-T	13.8	1	.979	-19.7	.0	.0	.0	-----								
			1	13.51	.0	.0	.0	216	BAB-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	12
318	MAC-T1	13.8	1	1.056	-29.9	.0	.0	.0	-----								
			1	14.57	.0	.0	-13.4	218	MAC-F1	1	1	.0	13.4	1.000UN		63	20
322	PAS-T1	13.8	1	1.017	-21.5	.0	.0	.0	-----								
			1	14.04	.0	.0	.0	222	PAS-F1	1	1	.0	.0	1.000UN		0	75
326	ELE-T	13.8	1	1.022	-25.4	.0	.0	.0	-----								
			1	14.11	.0	.0	.0	226	ELE-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	13
329	POS-T	13.8	1	1.025	-22.1	.0	.0	.0	-----								
			1	14.15	.0	.0	.0	229	POS-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	7
330	PDL-T	13.8	1	1.047	-19.9	.0	.0	.0	-----								
			1	14.45	.0	.0	-13.2	230	PDL-F	1	1	.0	13.2	1.000UN		42	30
332	SAL-T	13.8	1	.968	-28.7	.0	.0	.0	-----								
			1	13.35	.0	.0	.0	232	SAL-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	30
334	CUE-T	13.8	1	.999	-6.8	.0	.0	.0	-----								
			1	13.79	.0	.0	.0	234	CUE-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	20
342	QUE-T1	13.8	1	1.007	-24.1	.0	.0	.0	-----								
			1	13.90	.0	.0	.0	242	QUE-F1	1	1	.0	.0	1.000UN		0	33
344	LOJ-T	13.8	1	.967	-8.9	.0	.0	.0	-----								
			1	13.35	.0	.0	.0	244	LOJ-F	1	1	.0	.0	1.000UN		0	13
345	QUE-T2	13.8	1	.990	-26.2	.0	.0	.0	-----								
			1	13.66	.0	.0	.0	245	QUE-F2	1	1	.0	.0	1.000UN		0	7
346	MAN-T1	13.8	1	1.002	-26.0	.0	.0	.0	-----								
			1	13.83	.0	.0	.0	246	MAN-F1	1	1	.0	.0	1.000UN		0	15
347	MAN-T2	13.8	1	1.002	-26.0	.0	.0	.0	-----								
			1	13.83	.0	.0	.0	247	MAN-F2	1	1	.0	.0	1.000UN		0	15
348	SDO-T1	13.8	1	.986	-20.7	.0	.0	.0	-----								
			1	13.61	.0	.0	.0	248	SDO-F1	1	1	.0	.0	1.000UN		0	33
350	SDO-T2	13.8	1	1.004	-21.7	.0	.0	.0	-----								
			1	13.85	.0	.0	.0	250	SDO-F2	1	1	.0	.0	1.000UN		0	20

BUS DATA								LINE DATA							
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CTK	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING A		
BUS	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS	NAME					RATIO	ANGLE	%I	MVA
352 ESM-T	13.8	1	1.038	-15.6	.0	.0	.0	-----							
		1	14.32		.0	.0	.0	252 ESM-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	15
354 SR0-T1	13.8	1	.978	-23.9	.0	.0	.0	-----							
		1	13.50		.0	.0	.0	254 SR0-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0	75
355 S/E19-T	13.8	1	.915	-28.5	.0	.0	.0	-----							
		1	12.63		.0	.0	.0	255 S/E19-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	20
358 VIC-T1	13.8	1	.978	-28.6	.0	.0	.0	-----							
		1	13.49		.0	.0	.0	258 VIC-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0	11
359 VIC-T2	13.8	1	.978	-28.6	.0	.0	.0	-----							
		1	13.49		.0	.0	.0	259 VIC-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0	11
362 S.ALE-T	13.8	1	.906	-29.8	.0	.0	.0	-----							
		1	12.50		.0	.0	.0	262 S.ALE-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	20
375 IBA-T1	13.8	1	.953	-27.6	.0	.0	.0	-----							
		1	13.15		.0	.0	.0	275 IBA-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0	7
378 IBA-T2	13.8	1	.930	-27.5	.0	.0	.0	-----							
		1	12.84		.0	.0	.0	278 IBA-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0	10
380 TOT-T1	13.8	1	1.020	-7.7	.0	.0	.0	-----							
		1	14.07		.0	.0	.0	280 TOT-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0	20
382 AMB-T	13.8	1	1.026	-10.9	.0	.0	.0	-----							
		1	14.15		.0	.0	.0	282 AMB-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	11
384 RIO-T	13.8	1	1.009	-12.6	.0	.0	.0	-----							
		1	13.92		.0	.0	.0	284 RIO-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	20
388 SR0-T2	13.8	1	.924	-31.3	.0	.0	.0	-----							
		1	12.74		.0	.0	.0	288 SR0-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0	15
391 TUL-T	13.8	1	.954	-26.1	.0	.0	.0	-----							
		1	13.16		.0	.0	.0	291 TUL-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0	7
393 IPIA-F	13.8	30	1.007	-25.7	.0	.0	.0	-----							
		1	13.89		.0	.0	.0	293 IPIA-F	1	30	.0	.0	1.000UN	0	7
394 TOT-T2	13.8	1	1.011	-10.1	.0	.0	.0	-----							
		1	13.96		.0	.0	.0	294 TOT-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0	20
600 G-EQIL-213.8	1	1.026	-23.1	40.0	.0	.0	.0	-----							
		1	14.15		20.0H	.0	.0	39 EQUIL-6969.0	1	1	40.0	20.0	1.000UN	51	86
601 PAUTE-AB13.8	1	1.020	2.5	100.0	.0	.0	.0	-----							
		1	14.08		21.4R	.0	.0	2 PAUTE138 138	1	1	100.0	21.4	1.025UN	88	114

<===== BUS DATA =====>										<===== LINE DATA =====>						
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING A %I MVA	
607	PAUTE-C	13.8	1	1.050	.9	100.0	.0	.0	-----							
			1	14.49		27.8R	.0	.0	3 PAUTE230	230	1	1	100.0	27.8	1.025UN 74 134	
622	MEXICO	13.8	1	1.017	-29.6	.0	.0	.0	-----							
			1	14.04		.0	.0	.0	22 MACHALA	169.0	1	8	.0	.0	1.000UN 0 15	
627	G-PASCUA	13.8	1	1.050	-23.8	20.0	.0	.0	-----							
			1	14.49		23.2R	.0	.0	27 PASCUAL	569.0	1	2	20.0	23.2	1.000UN 29 100	
628	ECUAP-SE	13.8	1	1.050	-25.4	-2.8	.0	.0	-----							
			1	14.49		10.6R	.0	.0	28 S.ELENA	69.0	1	13	-2.8	10.6	1.000UN 21 50	
629	FICTICIA	138	1	1.025	-21.2	.0	.0	.0	-----							
			1	141.4		.0	.0	.0	25 PASCU	138	138	1	1	-3.3	5.2 4 141	
									29 POSOR	138	138	1	1	3.3	-5.2 4 141	
631	V-EMEL-1	113.8	2	1.000	-23.7	30.0	.0	.0	-----							
			1	13.80		12.8R	.0	.0	131 EMEL-SAL	69.0	1	2	30.0	12.8	1.000UN 109 30	
632	V-TRIN-1	113.8	1	.980	-20.1	.0	.0	.0	-----							
			1	13.52		.0	.0	.0	32 TRIN	138	138	1	1	.0	.0 1.000UN 0 160	
638	CONS-EQL	13.8	1	1.013	-23.1	.0	.0	.0	-----							
			1	13.98		.0	.0	.0	138 PVG-CONS	69.0	1	2	.0	.0	1.000UN 0 50	
649	ECUAP-SD	13.8	1	1.030	-20.8	.0	.0	.0	-----							
			1	14.21		46.6R	.0	.0	49 S.D60	230	230	1	1	.0	46.6 1.000UN 32 140	
664	G-S.ROSA	13.8	1	1.000	-23.3	.0	.0	.0	-----							
			1	13.80		13.6R	.0	.0	58 S.ROS	138	138	1	1	.0	13.6 1.050UN 49 28	
665	GPVG-EME	13.8	2	.982	-27.4	.0	.0	.0	-----							
			1	13.55		.0	.0	.0	165 VAP-GUAY	69.0	1	2	.0	.0	1.000UN 0 12	
670	CUMBA	13.46.0	3	1.000	-25.7	16.0	.0	.0	-----							
			1	46.00		8.1R	.0	.0	70 VICEN-BA	46.0	1	3	16.0	8.1	1.000UN 54 33	
681	PUCARA	13.8	1	1.000	-4.8	32.5	.0	.0	-----							
			1	13.80		10.6R	.0	.0	80 PUCAR	138	138	1	1	32.5	10.6 1.051UN 85 40	
689	AGOYAN	13.8	1	1.000	1.5	78.0	.0	.0	-----							
			1	13.80		14.0R	.0	.0	88 AGOYA	138	138	1	1	78.0	14.0 1.051UN 93 85	
700	G-EQIL-2	113.8	1	1.026	-23.1	40.0	.0	.0	-----							
			1	14.15		20.0H	.0	.0	39 EQUIL-69	69.0	1	1	40.0	20.0	1.000UN 51 86	
701	PAUTE-AB	13.8	1	1.020	2.5	100.0	.0	.0	-----							
			1	14.08		21.4R	.0	.0	2 PAUTE	138	138	1	1	100.0	21.4 1.025UN 88 114	
707	PAUTE-C	13.8	1	1.050	.9	100.0	.0	.0	-----							
			1	14.49		27.8R	.0	.0	3 PAUTE	230	230	1	1	100.0	27.8 1.025UN 74 134	

BUS DATA								LINE DATA										
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I	MVA	
729	EQUIL13B	138	1	1.000	-26.1	.0	.0	.0										
			1	138.0		.0	.0	.0	39 EQUIL-6969.0	1	1	.0	.0	1.000UN		0	60	
									829 G-EQIL-313.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	30	
									929 G-EQIL-313.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	30	
731	G-EMEL-113.8		2	.972	-28.0	.0	.0	.0										
			1	13.41		.0	.0	.0	131 EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0	16	
738	CONS-EQT13.8		1	1.013	-23.1	.0	.0	.0										
			1	13.98		.0	.0	.0	138 PVG-CONS69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0	60	
764	G-S.ROSA13.8		1	1.000	-23.3	.0	.0	.0										
			1	13.80		13.6R	.0	.0	58 S.ROS138	138	1	1	.0	13.6	1.050UN	49	28	
765	VPVG-EME13.8		2	1.050	-20.3	30.0	.0	.0										
			1	14.49		18.7R	.0	.0	165 VAP-GUAY69.0	1	2	30.0	18.7	1.000UN		153	22	
770	NAYON13.46.0		3	1.000	-26.3	11.9	.0	.0										
			1	46.00		7.5R	.0	.0	70 VICEN-BA46.0	1	3	11.9	7.5	1.000UN		43	33	
801	PAUTE-AB13.8		1	1.020	2.5	100.0	.0	.0										
			1	14.08		21.4R	.0	.0	2 PAUTE138	138	1	1	100.0	21.4	1.025UN	88	114	
807	PAUTE-C 13.8		1	1.050	.9	100.0	.0	.0										
			1	14.49		27.8R	.0	.0	3 PAUTE230	230	1	1	100.0	27.8	1.025UN	74	134	
829	G-EQIL-313.8		1	1.000	-26.1	.0	.0	.0										
			1	13.80		.0	.0	.0	729 EQUIL138	138	1	1	.0	.0	1.000UN		0	30
831	G-EMEL-213.8		2	.972	-28.0	.0	.0	.0										
			1	13.41		.0	.0	.0	131 EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0	15	
870	GUAN+CHI46.0		3	1.000	-24.6	9.6	.0	.0										
			1	46.00		3.6R	.0	.0	70 VICEN-BA46.0	1	3	9.6	3.6	1.000UN		31	33	
901	PAUTE-AB13.8		1	1.003	-3.3	.0	.0	.0										
			1	13.85		.0	.0	.0	2 PAUTE138	138	1	1	.0	.0	1.025UN		0	114
907	PAUTE-C 13.8		1	1.026	-5.1	.0	.0	.0										
			1	14.16		.0	.0	.0	3 PAUTE230	230	1	1	.0	.0	1.025UN		0	134
929	G-EQIL-313.8		1	1.000	-26.1	.0	.0	.0										
			1	13.80		.0	.0	.0	729 EQUIL138	138	1	1	.0	.0	1.000UN		0	30
931	G-EMEL-313.8		2	.972	-28.0	.0	.0	.0										
			1	13.41		.0	.0	.0	131 EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0	16	
970	GUAL-HER46.0		3	.978	-28.3	.0	.0	.0										
			1	45.01		.0	.0	.0	70 VICEN-BA46.0	1	3	.0	.0	1.000UN		0	33	
1031	G-EMEL-513.8		2	.972	-28.0	.0	.0	.0										
			1	13.41		.0	.0	.0	131 EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0	20	

<===== BUS DATA =====>										<===== LINE DATA =====>							
FROM BUS	NAME	AREA ZONE	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	%I	RATING A MVA
1131	G-EMEL-613.8	2	.972	-28.0	.0	.0	.0	-----									
		1	13.41		.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0	20
1231	G-ALTI-113.8	2	.972	-28.0	.0	.0	.0	-----									
		1	13.41		.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0	50
1331	G-ALTI-213.8	2	.972	-28.0	.0	.0	.0	-----									
		1	13.41		.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	.0	.0	1.000UN		0	36



\*\*\*\*\* SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM \*\*\*\*\*

SYSTEM SWING BUS SUMMARY

BUS	X---NAME---	X--- AREA ---	X--- ZONE ---	MW	MVAR	MVABASE
1	PAUTE-AB13.8	1 [S.N.I. ]	1 [ZONA-1 ]	56.5	18.0	111.0

202 BUSES	59 PLANTS	33 MACHINES	36 LOADS
223 BRANCHES	159 TRANSFORMERS	0 DC LINES	

	X----- ACTUAL -----X	X----- NOMINAL -----X		
	MW	MVAR	MW	MVAR
FROM GENERATION	1354.0	517.2	1354.0	517.2
TO CONSTANT POWER LOAD	1308.1	538.7	1308.1	538.7
TO CONSTANT CURRENT	.0	.0	.0	.0
TO CONSTANT ADMITTANCE	.0	.0	.0	.0
TO BUS SHUNT	.0	-45.7	.0	-42.0
TO LINE SHUNT	.0	.0	.0	.0
FROM LINE CHARGING	.0	502.5	.0	502.7

VOLTAGE	X-----	LOSSES	X-----X	X-- LINE SHUNTS --X	CHARGING	
LEVEL	BRANCHES	MW	MVAR	MW	MVAR	
230.0	17	23.54	192.39	.0	.0	368.0
138.0	44	19.61	63.84	.0	.0	131.0
69.0	21	2.67	6.30	.0	.0	3.4
46.0	7	.00	4.20	.0	.0	.0
13.8	78	.00	134.64	.0	.0	.0
6.6	1	.00	.00	.0	.0	.0
.0	55	.00	125.35	.0	.0	.0
TOTAL	223	45.82	526.70	.0	.0	502.5

## **E.3 FLUJO DE POTENCIA DEL S.N.I.**

**DEMANDA MINIMA**

BUS DATA										LINE DATA							
FROM BUS	AREA NAME	ZONE	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	%I	RATING MVA
1	PAUTE-AB13.8	1	.970	.0	23.5	.0	.0	2	PAUTE138	138	1	1	23.5	4.5	1.025UN	22	114
		1	13.39		4.5R	.0	.0										
2	PAUTE138	138	.990	-1.5	.0	.0	.0	1	PAUTE-AB13.8	1	1	-23.5	-3.9	1.025LK	21	114	
		1	136.6		.0	.0	.0	4	CUENC138	138	1	1	13.8	-7.9		11	141
								4	CUENC138	138	2	1	13.8	-7.9		11	141
								202	PAU-F1		1	1	105.0	11.3	1.000UN	47	225
								204	PAU-F2		1	1	90.9	5.7	1.000UN	41	225
								601	PAUTE-AB13.8	1	1	-100.0	1.4	1.025LK	89	114	
								701	PAUTE-AB13.8	1	1	-100.0	1.4	1.025LK	89	114	
								801	PAUTE-AB13.8	1	1	.0	.0	1.025LK	0	114	
								901	PAUTE-AB13.8	1	1	.0	.0	1.025LK	0	114	
3	PAUTE230	230	1.013	-2.5	.0	.0	.0	7	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.0	-4.3	1.025LK	74	134
		1	233.1		.0	.0	.0	16	MILAG230	230	1	1	107.4	10.0		24	442
								24	PASCU230	230	1	1	106.8	9.7		24	442
								24	PASCU230	230	2	1	106.8	9.7		24	442
								85	TOTOR230	230	1	1	34.5	-7.5		8	442
								86	RIOBA230	230	1	1	35.3	-5.0		8	442
								204	PAU-F2		1	1	-90.9	-4.1	1.025LK	40	225
								607	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.0	-4.3	1.025LK	74	134
								707	PAUTE-C	13.8	1	1	-100.0	-4.3	1.025LK	74	134
								807	PAUTE-C	13.8	1	1	.0	.0	1.025LK	0	134
								907	PAUTE-C	13.8	1	1	.0	.0	1.025LK	0	134
4	CUENC138	138	.993	-3.2	.0	.0	.0	2	PAUTE138	138	1	1	-13.6	4.0		10	141
		1	137.0		.0	.0	.0	2	PAUTE138	138	2	1	-13.6	4.0		10	141
								14	LOJA-138	138	1	1	10.6	-1.3		8	141
								234	CUE-F		1	1	16.6	-6.8	1.000LK	30	60
5	CUENCA	69.0	.997	-3.8	25.0	41.6	.0	234	CUE-F		1	1	-16.6	7.0	1.000UN	30	60
		1	68.82		19.0H	12.0	.0										
7	PAUTE-C	13.8	1.000	4.0	100.0	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	100.0	15.8	1.025UN	76	134
		1	13.80		15.8R	.0	.0										
14	LOJA-138	138	.971	-5.2	.0	.0	.0	4	CUENC138	138	1	1	-10.5	-6.4		9	141
		1	134.0		.0	.0	.0	244	LOJ-F		1	1	10.5	6.4	1.000LK	32	40
15	LOJA	69.0	1.000	-5.9	2.4	12.9	.0	244	LOJ-F		1	1	-10.5	-6.2	1.038RG	30	40
		1	68.99		-1.0L	5.2	.0										
16	MILAG230	230	.977	-10.3	.0	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	-105.6	-20.3		25	442
		1	224.6		.0	.0	.0	24	PASCU230	230	1	1	139.5	28.7		33	442
								212	MIL-F1		1	1	69.4	11.6	.975LK	72	100
								303	PAUTE230	230	2	1	-103.3	-20.0		24	442
17	MILAGRO	69.0	.998	-12.1	.0	31.5	.0	116	EMELG-MI69.0		1	27	19.5	9.2		108	20
		1	68.84		.0	13.6	.0	212	MIL-F1		1	1	-69.4	-27.6	1.000UN	75	100
								214	MIL-F2		1	1	18.4	4.8	1.000UN	32	60

BUS DATA								LINE DATA									
FROM BUS	NAME	AREA	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I	MVA
18	MILAG138	138	1	.988	-18.1	.0	.0	.0									
			1	136.4		.0	.0	.0	21	MACHA138	138	1	1	19.9	2.6		14 141
									21	MACHA138	138	2	1	19.9	2.6		14 141
									25	PASCU138	138	1	1	-39.8	-5.2		15 265
19	BABAH138	138	1	.980	-14.0	.0	.0	.0									
			1	135.2		.0	.0	.0	118	MILAG-BY	138	1	1	-18.2	-7.1		14 141
									216	BAB-F		1	1	18.2	7.1	1.000LK	50 40
20	BABAHOYO69.0		15	1.003	-15.1	.0	18.2	.0									
			1	69.23		.0	6.7	.0	216	BAB-F		1	1	-18.2	-6.7	1.031RG	48 40
21	MACHA138	138	1	.944	-21.9	.0	.0	.0									
			1	130.3		.0	.0	.0	18	MILAG138	138	1	1	-19.4	-9.0		16 141
									18	MILAG138	138	2	1	-19.4	-9.0		16 141
									218	MAC-F1		1	1	38.8	17.9	.950LK	75 60
22	MACHALA169.0		8	1.006	-23.5	.0	38.8	.0									
			1	69.38		.0	16.6	.0	218	MAC-F1		1	1	-38.8	-16.6	1.025LK	70 60
									622	MEXICO	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0 15
24	PASCU230	230	1	.959	-13.3	.0	.0	.0									
			1	220.7		.0	.0	.0	3	PAUTE230	230	1	1	-104.3	-23.2		25 442
									3	PAUTE230	230	2	1	-104.3	-23.2		25 442
									16	MILAG230	230	1	1	-138.5	-28.4		33 442
									33	TRINI230	230	1	1	75.6	42.7		20 442
									44	QUEVE230	230	1	1	19.1	-18.0		6 442
									44	QUEVE230	230	2	1	19.1	-18.0		6 442
									222	PAS-F1		1	1	233.3	68.2	.950LK	113 225
25	PASCU138	138	1	.998	-15.8	.0	.0	.0									
			1	137.7		.0	.0	.0	18	MILAG138	138	1	1	40.0	4.0		15 265
									26	S.ELE138	138	1	1	17.9	1.7		13 141
									34	SALIT138	138	1	1	113.8	43.1		76 160
									42	POLIC138	138	2	1	57.2	17.9		38 160
									130	CEDEG138	138	1	27	.0	-.7		0 141
									222	PAS-F1		1	1	-233.3	-56.9	1.000UN	107 225
									629	FICTICIA	138	1	1	4.4	-9.1		7 141
26	S.ELE138	138	1	.968	-18.5	.0	.0	.0									
			1	133.6		.0	.0	.0	25	PASCU138	138	1	1	-17.6	-7.5		14 141
									226	ELE-F		1	1	17.6	7.5	1.000LK	49 40
27	PASCUALS69.0		2	.972	-21.0	.0	28.8	.0									
			1	67.08		.0	9.5	.0	43	POLICENT69.0		1	2	-23.0	-8.7		35 72
									115	EMELG-DD69.0		1	27	12.2	7.7		10 150
									627	G-PASCUA13.8		1	1	-18.0	-8.5	1.000LK	20 100
28	S.ELENA	69.0	13	.996	-19.6	.0	17.6	.0									
			1	68.73		.0	7.1	.0	226	ELE-F		1	1	-17.6	-7.1	1.038RG	48 40
									628	ECUAP-SE13.8		1	1	.0	.0	1.000LK	0 50
29	POSOR138	138	1	1.010	-17.0	.0	.0	.0									
			1	139.3		.0	.0	.0	229	POS-F		1	1	4.3	-.9	1.000LK	22 20
									629	FICTICIA	138	1	1	-4.3	.9		3 141
30	POSORJA969.0		24	.999	-17.5	.0	4.3	.0									
			1	68.93		.0	-.9	.0	229	POS-F		1	1	-4.3	.9	.988RG	22 20

BUS DATA							LINE DATA										
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I	MVA
31	SALITR6969.0	1	.971	-22.3	.0	11.6	.0										
		1	67.00		.0	2.0	.0	35	V-INEC-213.8	1	1	-50.0	-34.5	1.025LK		73	86
								36	V-INEC-313.8	1	1	.0	.0	1.025LK		0	86
								37	G-INEC-413.8	1	1	.0	.0	1.025LK		0	26
								39	EQUIL-6969.0	1	1	.0	-.2			0	72
								39	EQUIL-6969.0	2	1	.0	-.2			0	72
								131	EMEL-SAL69.0	1	2	150.4	62.4			50	333
								232	SAL-F	1	1	-112.0	-29.5	1.000UN		133	90
32	TRINI138 138	1	.962	-15.1	.0	.0	.0										
		1	132.8		.0	.0	.0	208	TRI-F2	1	1	75.4	43.3	1.000LK		100	90
								210	TRI-F1	1	1	-75.4	-43.3	1.000UN		40	225
								632	V-TRIN-113.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	160
33	TRINI230 230	1	.947	-14.3	.0	.0	.0										
		1	217.8		.0	.0	.0	24	PASCU230 230	1	1	-75.4	-44.9			21	442
								210	TRI-F1	1	1	75.4	44.9	.975LK		41	225
34	SALIT138 138	1	.965	-18.5	.0	.0	.0										
		1	133.2		.0	.0	.0	25	PASCU138 138	1	1	-112.0	-37.5			76	160
								232	SAL-F	1	1	112.0	37.5	.975LK		136	90
35	V-INEC-213.8	1	1.000	-18.1	50.0	.0	.0										
		1	13.80		40.1R	.0	.0	31	SALITR6969.0	1	1	50.0	40.1	1.025UN		75	86
36	V-INEC-313.8	1	.947	-22.3	.0	.0	.0										
		1	13.07		.0	.0	.0	31	SALITR6969.0	1	1	.0	.0	1.025UN		0	86
37	G-INEC-413.8	1	.947	-22.3	.0	.0	.0										
		1	13.07		.0	.0	.0	31	SALITR6969.0	1	1	.0	.0	1.025UN		0	26
38	TRINIT6969.0	2	.997	-17.8	.0	53.0	.0										
		1	68.78		.0	31.3	.0	115	EMELG-DD69.0	1	27	22.4	7.5			24	100
								138	PVG-CONS69.0	1	2	.0	.0			0	333
								208	TRI-F2	1	1	-75.4	-38.8	1.063RG		94	90
39	EQUIL-6969.0	1	.971	-22.3	.0	.0	.0										
		1	67.00		.0	.0	.0	31	SALITR6969.0	1	1	.0	.0			0	72
								31	SALITR6969.0	2	1	.0	.0			0	72
								600	G-EQIL-213.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	86
								700	G-EQIL-213.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	86
41	QUEVEDO 69.0	7	.993	-18.0	.0	4.4	.0										
		1	68.51		.0	1.9	.0	45	QUEVE138 138	1	1	-4.4	-1.9	1.000UN		15	33
42	POLIC138 138	1	.984	-17.1	.0	.0	.0										
		1	135.8		.0	.0	.0	25	PASCU138 138	2	1	-56.8	-17.3			38	160
								230	POL-F	1	1	56.8	17.3	1.000LK		67	90
43	POLICENT69.0	2	.998	-18.9	.0	33.5	.0										
		1	68.89		.0	11.5	.0	27	PASCUALS69.0	1	2	23.3	9.6			35	72
								230	POL-F	1	1	-56.8	-21.1	1.031RG		67	90
44	QUEVE230 230	1	.964	-14.8	.0	.0	.0										
		1	221.8		.0	.0	.0	24	PASCU230 230	1	1	-19.0	-6.4			5	442
								24	PASCU230 230	2	1	-19.0	-6.4			5	442
								49	S.DG0230 230	1	1	-51.7	-5.4			12	442
								149	S.DG0230 230	2	1	.0	-18.3			4	442
								242	QUE-F1	1	1	89.7	36.4	.950LK		100	100

<===== BUS DATA =====>								<===== LINE DATA =====>										
FROM	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO						TRANSFORMER	RATING A					
BUS	NAME	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	%I	MVA	
45	QUEVE138	138	1	1.000	-17.1	.0	.0	.0										
			1	138.0		.0	.0	.0	41	QUEVEDO	69.0	1	7	4.4	2.0	1.000LK	15	33
									47	PORTO138	138	1	1	36.0	12.1		27	141
									47	PORTO138	138	2	1	36.0	12.1		27	141
									242	QUE-F1		1	1	-89.7	-32.4	1.000UN	95	100
									245	QUE-F2		1	1	13.3	6.2	1.000LK	73	20
46	QUEVEDO	69.0	7	1.005	-18.8	.0	13.3	.0										
			1	69.32		.0	5.7	.0	245	QUE-F2		1	1	-13.3	-5.7	1.019RG	72	20
47	PORTO138	138	1	.927	-22.5	.0	.0	.0										
			1	127.9		.0	.0	.0	45	QUEVE138	138	1	1	-34.6	-14.3		29	141
									45	QUEVE138	138	2	1	-34.6	-14.3		29	141
									246	MAN-F1		1	1	34.6	14.3	.950LK	90	45
									247	MAN-F2		1	1	34.6	14.3	.950LK	90	45
48	PORTOVIE	69.0	4	1.001	-25.2	.0	44.6	.0										
			1	69.05		.0	16.4	.0	148	MANTA	69.0	1	4	12.0	4.5		43	30
									148	MANTA	69.0	2	4	12.6	4.0		44	30
									246	MAN-F1		1	1	-34.6	-12.4	1.044RG	82	45
									247	MAN-F2		1	1	-34.6	-12.4	1.044RG	82	45
49	S.DGO230	230	1	.968	-11.9	.0	.0	.0										
			1	222.7		.0	.0	.0	44	QUEVE230	230	1	1	52.0	-10.2		12	442
									57	S.ROS230	230	1	1	-18.6	2.7		4	442
									57	S.ROS230	230	2	1	-18.6	2.7		4	442
									248	SDO-F1		1	1	-14.8	4.8	1.000LK	16	100
									649	ECUAP-SD13.8		1	1	.0	.0	1.000LK	0	140
50	S.DGO138	138	1	.966	-11.5	.0	.0	.0										
			1	133.3		.0	.0	.0	52	ESMER138	138	1	1	-16.0	-1.3		12	141
									52	ESMER138	138	2	1	-16.0	-1.3		12	141
									248	SDO-F1		1	1	14.8	-4.7	1.000UN	16	100
									250	SDO-F2		1	1	17.2	7.2	.975LK	32	60
51	S.DOMING	69.0	14	.986	-12.1	.0	17.2	.0										
			1	68.02		.0	7.0	.0	250	SDO-F2		1	1	-17.2	-7.0	1.000UN	31	60
52	ESMER138	138	1	.976	-7.3	.0	.0	.0										
			1	134.7		.0	.0	.0	50	S.DGO138	138	1	1	16.3	-6.9		13	141
									50	S.DGO138	138	2	1	16.3	-6.9		13	141
									53	C.T.ESME13.8		1	1	-52.0	4.5	1.025LK	33	160
									252	ESM-F		1	1	19.3	9.3	1.000LK	49	45
53	C.T.ESME	13.8	1	.950	-5.0	52.0	.0	.0										
			1	13.11		-2.4R	.0	.0	52	ESMER138	138	1	1	52.0	-2.4	1.025UN	34	160
54	ESMERALD	69.0	12	1.001	-8.8	.0	19.3	.0										
			1	69.06		.0	8.7	.0	252	ESM-F		1	1	-19.3	-8.7	1.037RG	47	45
55	S/E19-AL	138	1	.988	-14.0	.0	.0	.0										
			1	136.3		.0	.0	.0	62	S.ALE138	138	1	1	-23.4	-6.2		13	186
									255	S/E19-F		1	1	23.4	6.2	1.000LK	41	60
56	S/E19-BA	46.0	3	1.002	-15.0	.0	23.4	.0										
			1	46.08		.0	5.7	.0	255	S/E19-F		1	1	-23.4	-5.7	1.019RG	40	60

BUS DATA								LINE DATA									
FROM	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO	TRANSFORMER	RATING	FROM	AREA	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	%	MVA	
BUS	NAME	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	%	MVA
57	S.ROS230	230	1	.963	-11.0	.0	.0	.0	-----								
			1	221.5		.0	.0	.0	49 S.DG0230	230	1	1	18.7	-15.5		6	442
									49 S.DG0230	230	2	1	18.7	-15.5		6	442
									85 TOTOR230	230	1	1	-83.1	-17.9		20	442
									85 TOTOR230	230	2	1	-83.1	-17.9		20	442
									254 SRO-F1		1	1	129.0	66.9	.950LK	67	225
58	S.ROS138	138	1	1.001	-12.4	.0	.0	.0	-----								
			1	138.1		.0	.0	.0	60 SROS-MDV46.0		1	3	13.9	7.8	1.000LK	53	30
									62 S.ALE138	138	1	1	37.3	8.7		21	186
									62 S.ALE138	138	2	1	37.3	8.7		21	186
									64 G-S.ROSA13.8		1	1	.0	.0	1.050LK	0	28
									71 VICEN138	138	1	1	15.5	28.6		20	160
									122 PAPA-ALT	138	1	3	-6.3	-8.1		6	160
									254 SRO-F1		1	1	-129.0	-62.8	1.000UN	64	225
									288 SRO-F2		1	1	31.2	17.1	1.000LK	79	45
									664 G-S.ROSA13.8		1	1	.0	.0	1.050LK	0	28
									764 G-S.ROSA13.8		1	1	.0	.0	1.050LK	0	28
59	S.ROS-BA46.0		3	1.004	-16.2	.0	31.2	.0	-----								
			1	46.19		.0	14.5	.0	288 SRO-F2		1	1	-31.2	-14.5	1.037RG	76	45
60	SROS-MDV46.0		3	.976	-15.1	.0	13.9	.0	-----								
			1	44.91		.0	7.0	.0	58 S.ROS138	138	1	1	-13.9	-7.0	1.000UN	53	30
62	S.ALE138	138	1	.990	-13.7	.0	.0	.0	-----								
			1	136.6		.0	.0	.0	55 S/E19-AL	138	1	1	23.4	5.7		13	186
									58 S.ROS138	138	1	1	-37.1	-9.3		21	186
									58 S.ROS138	138	2	1	-37.1	-9.3		21	186
									102 POMAS138	138	1	1	9.8	1.5		5	186
									262 S.ALE-F		1	1	41.0	11.4	1.000LK	72	60
63	S.ALE-BA46.0		3	1.001	-15.5	.0	41.0	.0	-----								
			1	46.03		.0	10.1	.0	262 S.ALE-F		1	1	-41.0	-10.1	1.019RG	70	60
64	G-S.ROSA13.8		1	.953	-12.4	.0	.0	.0	-----								
			1	13.15		.0	.0	.0	58 S.ROS138	138	1	1	.0	.0	1.050UN	0	28
70	VICEN-BA46.0		3	.993	-15.2	.0	56.6	.0	-----								
			1	45.70		.0	18.6	.0	258 VIC-F1		1	1	-20.8	-7.1	1.000UN	67	33
									259 VIC-F2		1	1	-20.8	-7.1	1.000UN	67	33
									670 CUMBA13.46.0		1	3	-10.0	-2.2	1.000LK	31	33
									770 NAYON13.46.0		1	3	-5.0	-2.1	1.000LK	17	33
									870 GUAN+CHI46.0		1	3	.0	.0	1.000LK	0	33
									970 GUAL-HER46.0		1	3	.0	.0	1.000LK	0	33
71	VICEN138	138	1	.985	-12.6	.0	.0	.0	-----								
			1	135.9		.0	.0	.0	58 S.ROS138	138	1	1	-15.4	-29.2		21	160
									72 GUANG138	138	1	3	.0	-.5		0	160
									74 LATAC138	138	1	1	-49.4	11.9		32	160
									78 IBARR138	138	1	1	11.6	.7		7	160
									78 IBARR138	138	2	1	11.6	.7		7	160
									258 VIC-F1		1	1	20.8	8.2	.975LK	69	33
									259 VIC-F2		1	1	20.8	8.2	.975LK	69	33

BUS DATA								LINE DATA									
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I	MVA
72	GUANG138	138	3	.985	-12.6	.0	.0	.0									
			1	135.9		.0	.0	.0	71 VICEN138	138	1	1	.0	.0		0	160
			1	6.499		.0	.0	.0	73 GUANGOP06.60	6.60	1	1	.0	.0	1.000LK	0	30
73	GUANGOP06.60		1	.985	-12.6	.0	.0	.0									
			1	6.499		.0	.0	.0	72 GUANG138	138	1	3	.0	.0	1.000UN	0	30
74	LATAC138	138	1	.990	-5.2	.0	.0	.0									
			1	136.6		.0	.0	.0	71 VICEN138	138	1	1	51.1	-11.0		33	160
									80 PUCAR138	138	1	1	-51.1	11.0		33	160
77	IBARR-BA69.0		9	1.000	-16.1	.0	13.1	.0									
			1	69.00		.0	7.3	.0	275 IBA-F1		1	1	-13.1	-7.3	1.025RG	75	20
78	IBARR138	138	1	.972	-14.0	.0	.0	.0									
			1	134.1		.0	.0	.0	71 VICEN138	138	1	1	-11.5	-5.3		8	160
									71 VICEN138	138	2	1	-11.5	-5.3		8	160
									91 TULCAN13	138	1	1	.7	-2.9		2	160
									275 IBA-F1		1	1	13.1	7.9	.975LK	79	20
									278 IBA-F2		1	1	9.2	5.5	1.000LK	37	30
79	IBARRABA34.5		9	1.002	-15.7	.0	9.2	.0									
			1	34.57		.0	5.2	.0	278 IBA-F2		1	1	-9.2	-5.2	1.050RG	35	30
80	PUCAR138	138	1	.993	-2.3	.0	.0	.0									
			1	137.0		.0	.0	.0	74 LATAC138	138	1	1	51.8	-10.6		33	160
									81 PUCARA	13.8	1	1	.0	.0	1.051LK	0	40
									82 AMBAT138	138	1	1	-16.8	10.8		13	160
									681 PUCARA	13.8	1	1	-35.0	-2	1.051LK	88	40
81	PUCARA	13.8	1	.945	-2.3	.0	.0	.0									
			1	13.04		.0	.0	.0	80 PUCAR138	138	1	1	.0	.0	1.051UN	0	40
82	AMBAT138	138	1	.987	-1.4	.0	.0	.0									
			1	136.2		.0	.0	.0	80 PUCAR138	138	1	1	16.9	-12.4		13	160
									84 TOTOR138	138	1	1	-31.5	-.7		23	141
									282 AMB-F		1	1	14.6	13.0	.975LK	60	33
83	TOTOR-BA69.0		5	.984	-1.8	.0	14.3	.0									
			1	67.90		.0	6.1	.0	294 TOT-F2		1	1	-14.3	-6.1	1.000UN	26	60
84	TOTOR138	138	1	.989	-1.1	.0	.0	.0									
			1	136.5		.0	.0	.0	82 AMBAT138	138	1	1	31.6	.4		23	141
									88 AGOYA138	138	1	1	-74.0	6.9		40	186
									88 AGOYA138	138	2	1	-74.0	6.9		40	186
									280 TOT-F1		1	1	102.1	-20.6	1.000UN	176	60
									294 TOT-F2		1	1	14.3	6.3	1.000LK	26	60
85	TOTOR230	230	1	.986	-6.1	.0	.0	.0									
			1	226.8		.0	.0	.0	3 PAUTE230	230	1	1	-34.2	-27.0		10	442
									57 S.RDS230	230	1	1	84.0	7.4		19	442
									57 S.RDS230	230	2	1	84.0	7.4		19	442
									86 RIOBA230	230	1	1	-31.7	-18.0		8	442
									280 TOT-F1		1	1	-102.1	30.2	.975LK	180	60



BUS DATA								LINE DATA								
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I	MVA	
	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR											
86	RIOBA230	230	1	.993	-5.5	.0	.0	.0								
	1	228.4				.0	.0	.0	3 PAUTE230	230	1	1	-35.0	-22.6	9 442	
									85 TOTOR230	230	1	1	31.8	11.1	8 442	
									284 RIO-F		1	1	3.2	11.5	1.000LK	20 60
87	RIOBA-6969.0	10	1	.974	-5.8	13.2	13.6	.0								
	1	67.22				-4.0L	5.7	.0	112 GUARA-BA69.0	1	20		2.8	1.6	10 32	
									284 RIO-F		1	1	-3.2	-11.3	1.000LK	20 60
88	AGDYA138	138	1	.998	2.6	.0	.0	.0								
	1	137.7				.0	.0	.0	84 TOTOR138	138	1	1	75.0	-4.3	40 186	
									84 TOTOR138	138	2	1	75.0	-4.3	40 186	
									89 AGOYAN	13.8	1	1	-75.0	4.3	1.051LK	89 85
									689 AGOYAN	13.8	1	1	-75.0	4.3	1.051LK	89 85
89	AGOYAN	13.8	1	.950	9.6	75.0	.0	.0								
	1	13.11				4.9R	.0	.0	88 AGOYA138	138	1	1	75.0	4.9	1.051UN	93 85
90	AMBAT-BA69.0	5	1	.992	-2.7	8.2	22.8	.0								
	1	68.47				-1.0L	11.4	.0	282 AMB-F		1	1	-14.6	-12.4	1.000UN	59 33
91	TULCAN13	138	1	.973	-14.1	.0	.0	.0								
	1	134.2				.0	.0	.0	78 IBARR138	138	1	1	-7	-1.3	1 160	
									191 IPIA138	138	1	30	.0	-1.1	1 111	
									291 TUL-F		1	1	.7	2.4	1.000LK	13 20
92	TULCAN6969.0	21	1	1.003	-14.2	3.7	4.4	.0								
	1	69.23				-1.0L	1.4	.0	291 TUL-F		1	1	-7	-2.4	1.037RG	12 20
102	POMAS138	138	1	.988	-14.0	.0	.0	.0								
	1	136.4				.0	.0	.0	62 S.ALE138	138	1	1	-9.8	-2.6	6 186	
									103 POMA-BA	23.0	1	3	9.8	2.6	1.019UN	51 20
103	POMA-BA	23.0	3	1.001	-15.3	.0	9.8	.0								
	1	23.02				.0	2.4	.0	102 POMAS138	138	1	1	-9.8	-2.4	1.019RG	50 20
112	GUARA-BA69.0	20	1	.964	-6.1	.0	2.8	.0								
	1	66.51				.0	2.1	.0	87 RIOBA-6969.0	1	10		-2.8	-2.1	11 32	
115	EMEL6-DD69.0	27	1	.972	-21.0	.0	34.4	.0								
	1	67.08				.0	14.2	.0	27 PASCUALS69.0	1	2		-12.2	-7.7	10 150	
									38 TRINIT6969.0	1	2		-22.2	-6.5	24 100	
116	EMEL6-MI69.0	27	1	.998	-12.1	.0	19.5	.0								
	1	68.84				.0	9.2	.0	17 MILAGRO	69.0	1	11	-19.5	-9.2	108 20	
118	MILAG-BY	138	1	.994	-12.8	.0	.0	.0								
	1	137.2				.0	.0	.0	19 BABA138	138	1	1	18.4	4.5	13 141	
									214 MIL-F2		1	1	-18.4	-4.5	1.000LK	32 60
122	PAPA-ALT	138	3	1.012	-12.1	.0	-6.3	.0								
	1	139.6				.0	-4.8	.0	58 S.RQS138	138	1	1	6.3	4.8	5 160	
130	CEDEG138	138	27	.998	-15.8	.0	.0	.0								
	1	137.7				.0	.0	.0	25 PASCU138	138	1	1	.0	.0	0 141	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E  
 FLUJO DE POTENCIA DEL SNI - AGOSTO/98-DEMANDA MINIMA  
 PGEN=935MW;PDEM=908MW;GENPAU=522;CASO1(AG098MN1)

Wed, Aug 19 1998 9:17

===== BUS DATA =====>							<===== LINE DATA =====										
OM	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO						TRANSFORMER	RATING				
S	NAME	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	%I	MVA
31	EMEL-SAL69.0	2	.971	-22.3	.0	190.3	.0										
		1	67.00		.0	78.3	.0	31	SALITR6969.0	1	1	-150.4	-62.4			50	33
								165	VAP-GUAY69.0	1	2	-10.0	-2.4			15	7
								165	VAP-GUAY69.0	2	2	-10.0	-2.4			15	7
								631	V-EMEL-113.8	1	2	-20.0	-11.1	1.000LK		79	3
								731	G-EMEL-113.8	1	2	.0	.0	1.000LK		0	1
								831	G-EMEL-213.8	1	2	.0	.0	1.000LK		0	1
								931	G-EMEL-313.8	1	2	.0	.0	1.000LK		0	1
								1031	G-EMEL-513.8	1	2	.0	.0	1.000LK		0	2
								1131	G-EMEL-613.8	1	2	.0	.0	1.000LK		0	2
								1231	G-ALTI-113.8	1	2	.0	.0	1.000LK		0	5
								1331	G-ALTI-213.8	1	2	.0	.0	1.000LK		0	3
38	PVG-CONS69.0	2	.997	-17.8	.0	.0	.0										
		1	68.78		.0	.0	.0	38	TRINIT6969.0	1	2	.0	.0			0	33
								638	CONS-EQL13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	5
								738	CONS-EQT13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	6
48	MANTA 69.0	4	.965	-27.0	.0	24.0	.0										
		1	66.58		.0	8.8	.0	48	PORTOVIE69.0	1	4	-11.7	-4.6			43	3
								48	PORTOVIE69.0	2	4	-12.3	-4.2			45	3
49	S.DG0230 230	1	.973	-14.9	.0	.0	.0										
		1	223.8		.0	.0	.0	44	QUEVE230 230	2	1	.0	.0			0	44
55	VAP-GUAY69.0	2	.976	-21.8	.0	.0	.0										
		1	67.34		.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1	2	10.0	2.3			15	7
								131	EMEL-SAL69.0	2	2	10.0	2.3			15	7
								665	GPVG-EME13.8	1	2	.0	.0	1.000LK		0	1
								765	VPVG-EME13.8	1	2	-20.0	-4.7	1.000LK		96	2
91	IPIA138 138	30	.973	-14.1	.0	.0	.0										
		1	134.3		.0	.0	.0	91	TULCAN13 138	1	1	.0	.0			0	11
								293	IPIA-F	1	30	.0	.0	.950LK		0	2
92	IPIA115 115	30	1.049	-14.1	.0	.0	.0										
		1	120.6		.0	.0	.0	293	IPIA-F	1	30	.0	.0	1.024LK		0	2
92	PAU-F1	1	.990	-1.2	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	2	PAUTE138 138	1	1	-105.0	-11.8	1.000LK		47	2
								302	PAU-T1 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	7
								303	PAUTE230 230	1	1	105.0	11.8	1.025UN		47	2
94	PAU-F2	1	.990	-1.3	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	2	PAUTE138 138	1	1	-90.9	-6.1	1.000LK		41	2
								3	PAUTE230 230	1	1	90.9	6.1	1.025UN		41	2
								304	PAU-T2 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	7
98	TRI-F2	1	.935	-18.3	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	32	TRINI138 138	1	1	-75.4	-38.0	1.000UN		100	9
								38	TRINIT6969.0	1	2	75.4	38.0	1.063UN		100	9
								308	TRI-T2 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	7
10	TRI-F1	1	.960	-15.3	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	32	TRINI138 138	1	1	75.4	43.0	1.000LK		40	2
								33	TRINI230 230	1	1	-75.4	-43.0	.975UN		40	2
								310	TRI-T1 13.8	1	1	.0	.0	1.000LK		0	7

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E  
 FLUJO DE POTENCIA DEL SNI - AGOSTO/98-DEMANDA MINIMA  
 PGEN=935MW;PDEM=908MW;GENPAU=522;CASO1(AG098MN1)

Wed, Aug 19 1998 9:17

BUS DATA							LINE DATA										
OM	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING				
S	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS					RATIO	ANGLE	%I	MVA		
12	MIL-F1	1	.996	-12.3	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	16	MILAG230	230	1	1	-69.4	-9.1	.975UN	70	10
								17	MILAGRO	69.0	1	11	69.4	27.3	1.000LK	75	10
								312	MIL-T1	13.8	1	1	.0	-18.2	1.000LK	55	3
14	MIL-F2	1	.998	-12.0	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	17	MILAGRO	69.0	1	11	-18.4	-4.9	1.000LK	32	6
								118	MILAG-BY	138	1	1	18.4	4.8	1.000UN	32	6
								314	MIL-T2	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	2
16	BAB-F	1	.972	-15.2	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	19	BABAH138	138	1	1	-18.2	-6.7	1.000UN	50	4
								20	BABAHYO69.0	69.0	1	15	18.2	6.7	1.031UN	50	4
								316	BAB-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	1
18	MAC-F1	1	.979	-23.8	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	21	MACHA138	138	1	1	-38.8	-16.4	.950UN	72	6
								22	MACHALA169.0	169.0	1	8	38.8	16.4	1.025UN	72	6
								318	MAC-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	2
22	PAS-F1	1	.996	-16.4	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	24	PASCU230	230	1	1	-233.3	-54.4	.950UN	107	22
								25	PASCU138	138	1	1	233.3	54.4	1.000LK	107	22
								322	PAS-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	7
26	ELE-F	1	.959	-19.8	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	26	S.ELE138	138	1	1	-17.6	-7.0	1.000UN	49	4
								28	S.ELENA	69.0	1	13	17.6	7.0	1.038UN	49	4
								326	ELE-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	1
29	POS-F	1	1.012	-17.6	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	29	POSOR138	138	1	1	-4.3	.9	1.000UN	22	2
								30	POSORJA969.0	969.0	1	24	4.3	-.9	.988UN	22	2
								329	POS-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	
30	POL-F	1	.996	-15.0	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	42	POLIC138	138	1	1	-56.8	-19.6	1.000UN	67	9
								43	POLICENT69.0	69.0	1	2	56.8	25.7	1.031UN	70	9
								330	POL-T	13.8	1	1	.0	-6.0	1.000LK	20	3
32	SAL-F	1	.968	-22.9	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	31	SALITR6969.0	6969.0	1	1	112.0	28.3	1.000LK	133	9
								34	SALIT138	138	1	1	-112.0	-28.3	.975UN	133	9
								332	SAL-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	3
34	CUE-F	1	.998	-3.9	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	4	CUENC138	138	1	1	-16.6	7.0	1.000UN	30	6
								5	CUENCA	69.0	1	6	16.6	-7.0	1.000LK	30	6
								334	CUE-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	2
42	QUE-F1	1	.999	-17.3	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	44	QUEVE230	230	1	1	-89.7	-32.0	.950UN	95	10
								45	QUEVE138	138	1	1	89.7	32.0	1.000LK	95	10
								342	QUE-T1	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	3
44	LOJ-F	1	.963	-6.0	.0	.0	.0										
		1			.0	.0	.0	14	LOJA-138	138	1	1	-10.5	-6.2	1.000UN	32	4
								15	LOJA	69.0	1	16	10.5	6.2	1.038UN	32	4
								344	LOJ-T	13.8	1	1	.0	.0	1.000LK	0	

BUS DATA							LINE DATA								
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING A		
	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR							RATIO	ANGLE	%I	MVA
245	QUE-F2	1	.984	-19.2	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	45	QUEVE138	138	1	1	1.000UN	73	20
					.0	.0	.0	46	QUEVEDO	69.0	1	7	1.019UN	73	20
					.0	.0	.0	345	QUE-T2	13.8	1	1	1.000LK	0	7
246	MAN-F1	1	1.003	-19.0	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	47	PORTD138	138	1	1	.950UN	85	45
					.0	.0	.0	48	PORTOVIE	69.0	1	4	1.044UN	85	45
					.0	.0	.0	346	MAN-T1	13.8	1	1	1.000LK	0	15
247	MAN-F2	1	1.003	-19.0	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	47	PORTD138	138	1	1	.950UN	85	45
					.0	.0	.0	48	PORTOVIE	69.0	1	4	1.044UN	85	45
					.0	.0	.0	347	MAN-T2	13.8	1	1	1.000LK	0	15
248	SDD-F1	1	.966	-11.4	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	49	S.DGD230	230	1	1	1.000UN	16	100
					.0	.0	.0	50	S.DGD138	138	1	1	1.000LK	16	100
					.0	.0	.0	348	SDD-T1	13.8	1	1	1.000LK	0	33
250	SDO-F2	1	.985	-12.3	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	50	S.DGD138	138	1	1	.975UN	31	60
					.0	.0	.0	51	S.DOMING	69.0	1	14	1.000LK	31	60
					.0	.0	.0	350	SDO-T2	13.8	1	1	1.000LK	0	20
252	ESM-F	1	.993	-5.4	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	52	ESMER138	138	1	1	1.000UN	49	45
					.0	.0	.0	54	ESMERALD	69.0	1	12	1.037UN	49	45
					.0	.0	.0	352	ESM-T	13.8	1	1	1.000LK	0	15
254	SRO-F1	1	.998	-12.7	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	57	S.RDS230	230	1	1	.950UN	64	225
					.0	.0	.0	58	S.RDS138	138	1	1	1.000LK	64	225
					.0	.0	.0	354	SRO-T1	13.8	1	1	1.000LK	0	75
255	S/E19-F	1	.983	-15.2	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	55	S/E19-AL	138	1	1	1.000UN	41	60
					.0	.0	.0	56	S/E19-BA	46.0	1	3	1.019UN	41	60
					.0	.0	.0	355	S/E19-T	13.8	1	1	1.000LK	0	20
258	VIC-F1	1	.992	-15.4	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	70	VICEN-BA	46.0	1	3	1.000LK	67	33
					.0	.0	.0	71	VICEN138	138	1	1	.975UN	67	33
					.0	.0	.0	358	VIC-T1	13.8	1	1	1.000LK	0	11
259	VIC-F2	1	.992	-15.4	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	70	VICEN-BA	46.0	1	3	1.000LK	67	33
					.0	.0	.0	71	VICEN138	138	1	1	.975UN	67	33
					.0	.0	.0	359	VIC-T2	13.8	1	1	1.000LK	0	11
262	S.ALE-F	1	.981	-15.8	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	62	S.ALE138	138	1	1	1.000UN	72	60
					.0	.0	.0	63	S.ALE-BA	46.0	1	3	1.019UN	72	60
					.0	.0	.0	362	S.ALE-T	13.8	1	1	1.000LK	0	20
275	IBA-F1	1	.975	-16.1	.0	.0	.0								
		1			.0	.0	.0	77	IBARR-BA	69.0	1	9	1.025UN	77	20
					.0	.0	.0	78	IBARR138	138	1	1	.975UN	77	20
					.0	.0	.0	375	IBA-T1	13.8	1	1	1.000LK	0	7

1

BUS DATA								LINE DATA								
FROM BUS	AREA NAME	ZONE	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I	MVA
314	MIL-T2	13.8	1 .998	-12.0	.0	.0	.0	214	MIL-F2	1 1	.0	.0	1.000UN		0	20
			1 13.78		.0	.0	.0									
316	BAB-T	13.8	1 .972	-15.2	.0	.0	.0	216	BAB-F	1 1	.0	.0	1.000UN		0	12
			1 13.41		.0	.0	.0									
318	MAC-T1	13.8	1 .979	-23.8	.0	.0	.0	218	MAC-F1	1 1	.0	.0	1.000UN		0	20
			1 13.51		.0	.0	.0									
322	PAS-T1	13.8	1 .996	-16.4	.0	.0	.0	222	PAS-F1	1 1	.0	.0	1.000UN		0	75
			1 13.74		.0	.0	.0									
326	ELE-T	13.8	1 .959	-19.8	.0	.0	.0	226	ELE-F	1 1	.0	.0	1.000UN		0	13
			1 13.23		.0	.0	.0									
329	POS-T	13.8	1 1.012	-17.6	.0	.0	.0	229	POS-F	1 1	.0	.0	1.000UN		0	7
			1 13.97		.0	.0	.0									
330	POL-T	13.8	1 1.012	-15.0	.0	.0	.0	230	POL-F	1 1	.0	6.1	1.000UN		20	30
			1 13.97		.0	.0	-6.1									
332	SAL-T	13.8	1 .968	-22.9	.0	.0	.0	232	SAL-F	1 1	.0	.0	1.000UN		0	30
			1 13.36		.0	.0	.0									
334	CUE-T	13.8	1 .998	-3.9	.0	.0	.0	234	CUE-F	1 1	.0	.0	1.000UN		0	20
			1 13.77		.0	.0	.0									
342	QUE-T1	13.8	1 .999	-17.3	.0	.0	.0	242	QUE-F1	1 1	.0	.0	1.000UN		0	33
			1 13.78		.0	.0	.0									
344	LQJ-T	13.8	1 .963	-6.0	.0	.0	.0	244	LQJ-F	1 1	.0	.0	1.000UN		0	13
			1 13.29		.0	.0	.0									
345	QUE-T2	13.8	1 .984	-19.2	.0	.0	.0	245	QUE-F2	1 1	.0	.0	1.000UN		0	7
			1 13.58		.0	.0	.0									
346	MAN-T1	13.8	1 1.003	-19.0	.0	.0	.0	246	MAN-F1	1 1	.0	.0	1.000UN		0	15
			1 13.84		.0	.0	.0									
347	MAN-T2	13.8	1 1.003	-19.0	.0	.0	.0	247	MAN-F2	1 1	.0	.0	1.000UN		0	15
			1 13.84		.0	.0	.0									
348	SDO-T1	13.8	1 .966	-11.4	.0	.0	.0	248	SDO-F1	1 1	.0	.0	1.000UN		0	33
			1 13.33		.0	.0	.0									
350	SDO-T2	13.8	1 .985	-12.3	.0	.0	.0	250	SDO-F2	1 1	.0	.0	1.000UN		0	20
			1 13.59		.0	.0	.0									
352	ESM-T	13.8	1 .993	-5.4	.0	.0	.0	252	ESM-F	1 1	.0	.0	1.000UN		0	15
			1 13.70		.0	.0	.0									

BUS DATA								LINE DATA							
FROM BUS	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING A		
BUS	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS	NAME					RATIO	ANGLE	%I	MVA
354	SRO-T1	13.8	1	.998	-12.7	.0	.0	.0	-----						
			1	13.78		.0	.0	.0	254 SRO-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0 75
355	S/E19-T	13.8	1	.983	-15.2	.0	.0	.0	-----						
			1	13.56		.0	.0	.0	255 S/E19-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0 20
358	VIC-T1	13.8	1	.992	-15.4	.0	.0	.0	-----						
			1	13.70		.0	.0	.0	258 VIC-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0 11
359	VIC-T2	13.8	1	.992	-15.4	.0	.0	.0	-----						
			1	13.70		.0	.0	.0	259 VIC-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0 11
362	S.ALE-T	13.8	1	.981	-15.8	.0	.0	.0	-----						
			1	13.54		.0	.0	.0	262 S.ALE-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0 20
375	IBA-T1	13.8	1	.975	-16.1	.0	.0	.0	-----						
			1	13.46		.0	.0	.0	275 IBA-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0 7
378	IBA-T2	13.8	1	.952	-16.0	.0	.0	.0	-----						
			1	13.14		.0	.0	.0	278 IBA-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0 10
380	TOT-T1	13.8	1	.986	.0	.0	.0	.0	-----						
			1	13.60		.0	.0	.0	280 TOT-F1	1	1	.0	.0	1.000UN	0 20
382	AMB-T	13.8	1	.991	-2.8	.0	.0	.0	-----						
			1	13.68		.0	.0	.0	282 AMB-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0 11
384	RIQ-T	13.8	1	.972	-5.8	.0	.0	.0	-----						
			1	13.42		.0	.0	.0	284 RIQ-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0 20
388	SRO-T2	13.8	1	.964	-16.7	.0	.0	.0	-----						
			1	13.31		.0	.0	.0	288 SRO-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0 15
391	TUL-T	13.8	1	.966	-14.2	.0	.0	.0	-----						
			1	13.33		.0	.0	.0	291 TUL-F	1	1	.0	.0	1.000UN	0 7
393	IPIA-F	13.8	30	1.024	-14.1	.0	.0	.0	-----						
			1	14.13		.0	.0	.0	293 IPIA-F	1	30	.0	.0	1.000UN	0 7
394	TOT-T2	13.8	1	.983	-1.9	.0	.0	.0	-----						
			1	13.56		.0	.0	.0	294 TOT-F2	1	1	.0	.0	1.000UN	0 20
600	B-EQIL-21	13.8	1	.971	-22.3	.0	.0	.0	-----						
			1	13.40		.0	.0	.0	39 EQUIL-6969.0	1	1	.0	.0	1.000UN	0 86
601	PAUTE-AB	13.8	1	.970	4.9	100.0	.0	.0	-----						
			1	13.39		9.7R	.0	.0	2 PAUTE138 138	1	1	100.0	9.7	1.025UN	91 114
607	PAUTE-C	13.8	1	1.000	4.0	100.0	.0	.0	-----						
			1	13.80		15.8R	.0	.0	3 PAUTE230 230	1	1	100.0	15.8	1.025UN	76 134

<===== BUS DATA =====>										<===== LINE DATA =====>									
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	%I	RATING A MVA		
622	MEXICO	13.8	1	1.006	-23.5	.0	.0	.0	-----										
			1	13.88		.0	.0	.0	22 MACHALA	169.0	1	8	.0	.0	1.000UN	0	15		
627	G-PASCUA	13.8	1	1.000	-17.8	18.0	.0	.0	-----										
			1	13.80		9.8R	.0	.0	27 PASCUALS	69.0	1	2	18.0	9.8	1.000UN	20	100		
628	ECUAP-SE	13.8	1	.996	-19.6	.0	.0	.0	-----										
			1	13.75		.0	.0	.0	28 S.ELENA	69.0	1	13	.0	.0	1.000UN	0	50		
629	FICTICIA	138	1	1.004	-16.2	.0	.0	.0	-----										
			1	138.6		.0	.0	.0	25 PASCU138	138	1	1	-4.3	6.7		6	141		
									29 POSDR138	138	1	1	4.3	-6.7		6	141		
									729 EQUIL138	138	1	1	.0	.0					
631	V-EMEL	-113.8	2	1.000	-19.4	20.0	.0	.0	-----										
			1	13.80		12.5R	.0	.0	131 EMEL-SAL	69.0	1	2	20.0	12.5	1.000UN	79	30		
632	V-TRIN	-113.8	1	.962	-15.1	.0	.0	.0	-----										
			1	13.28		.0	.0	.0	32 TRINI	138	138	1	1	.0	.0	1.000UN	0	160	
638	CONS-EQL	13.8	1	.997	-17.8	.0	.0	.0	-----										
			1	13.76		.0	.0	.0	138 PVG-CONS	69.0	1	2	.0	.0	1.000UN	0	50		
649	ECUAP-SD	13.8	1	.968	-11.9	.0	.0	.0	-----										
			1	13.36		.0	.0	.0	49 S.DGD230	230	1	1	.0	.0	1.000UN	0	140		
664	G-S.ROSA	13.8	1	.953	-12.4	.0	.0	.0	-----										
			1	13.15		.0	.0	.0	58 S.ROSA	138	138	1	1	.0	.0	1.050UN	0	28	
665	GPVG-EME	13.8	2	.976	-21.8	.0	.0	.0	-----										
			1	13.47		.0	.0	.0	165 VAP-GUAY	69.0	1	2	.0	.0	1.000UN	0	12		
670	CUMBA	13.46.0	3	1.000	-13.6	10.0	.0	.0	-----										
			1	46.00		2.5R	.0	.0	70 VICEN-BA	46.0	1	3	10.0	2.5	1.000UN	31	33		
681	PUCARA	13.8	1	.950	3.4	35.0	.0	.0	-----										
			1	13.11		3.7R	.0	.0	80 PUCAR	138	138	1	1	35.0	3.7	1.051UN	93	40	
689	AGOYAN	13.8	1	.950	9.6	75.0	.0	.0	-----										
			1	13.11		4.9R	.0	.0	88 AGOYA	138	138	1	1	75.0	4.9	1.051UN	93	85	
700	G-EQIL	-213.8	1	.971	-22.3	.0	.0	.0	-----										
			1	13.40		.0	.0	.0	39 EQUIL-69	69.0	1	1	.0	.0	1.000UN	0	86		
701	PAUTE-AB	13.8	1	.970	4.9	100.0	.0	.0	-----										
			1	13.39		9.7R	.0	.0	2 PAUTE	138	138	1	1	100.0	9.7	1.025UN	91	114	
707	PAUTE-C	13.8	1	1.000	4.0	100.0	.0	.0	-----										
			1	13.80		15.8R	.0	.0	3 PAUTE	230	230	1	1	100.0	15.8	1.025UN	76	134	

BUS DATA								LINE DATA							
FROM BUS	AREA NAME	VOLT ZONE	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	TO BUS	NAME	CKT AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER RATIO	ANGLE	RATING %I	MVA
729	EQUIL138	138	1 1.004 -16.2	.0	.0	.0	629	FICTICIA	138 1 1	.0	.0				
			1 138.6	.0	.0	.0	829	G-EQIL-313.8	1 1	.0	.0	1.000LK		0	30
							929	G-EQIL-313.8	1 1	.0	.0	1.000LK		0	30
731	G-EMEL-113.8	2	.971 -22.3	.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1 2	.0	.0	1.000UN		0	16
		1	13.40	.0	.0	.0									
738	CONS-EQT13.8	1	.997 -17.8	.0	.0	.0	138	PVG-CONS69.0	1 2	.0	.0	1.000UN		0	60
		1	13.76	.0	.0	.0									
764	G-S.ROSA13.8	1	.953 -12.4	.0	.0	.0	58	S.ROSA138	138 1 1	.0	.0	1.050UN		0	28
		1	13.15	.0	.0	.0									
765	VPVG-EME13.8	2	1.000 -16.8	20.0	.0	.0	165	VAP-GUAY69.0	1 2	20.0	6.6	1.000UN		96	22
		1	13.80	6.6R	.0	.0									
770	NAYON13.46.0	3	1.000 -14.3	5.0	.0	.0	70	VICEN-BA46.0	1 3	5.0	2.2	1.000UN		17	33
		1	46.00	2.2R	.0	.0									
801	PAUTE-AB13.8	1	.966 -1.5	.0	.0	.0	2	PAUTE138	138 1 1	.0	.0	1.025UN		0	114
		1	13.32	.0	.0	.0									
807	PAUTE-C 13.8	1	.989 -2.5	.0	.0	.0	3	PAUTE230	230 1 1	.0	.0	1.025UN		0	134
		1	13.64	.0	.0	.0									
829	G-EQIL-313.8	1	1.004 -16.2	.0	.0	.0	729	EQUIL138	138 1 1	.0	.0	1.000UN		0	30
		1	13.86	.0	.0	.0									
831	G-EMEL-213.8	2	.971 -22.3	.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1 2	.0	.0	1.000UN		0	15
		1	13.40	.0	.0	.0									
870	GUAN+CHI46.0	3	.993 -15.2	.0	.0	.0	70	VICEN-BA46.0	1 3	.0	.0	1.000UN		0	33
		1	45.70	.0	.0	.0									
901	PAUTE-AB13.8	1	.966 -1.5	.0	.0	.0	2	PAUTE138	138 1 1	.0	.0	1.025UN		0	114
		1	13.32	.0	.0	.0									
907	PAUTE-C 13.8	1	.989 -2.5	.0	.0	.0	3	PAUTE230	230 1 1	.0	.0	1.025UN		0	134
		1	13.64	.0	.0	.0									
929	G-EQIL-313.8	1	1.004 -16.2	.0	.0	.0	729	EQUIL138	138 1 1	.0	.0	1.000UN		0	30
		1	13.86	.0	.0	.0									
931	G-EMEL-313.8	2	.971 -22.3	.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1 2	.0	.0	1.000UN		0	16
		1	13.40	.0	.0	.0									
970	GUAL-HER46.0	3	.993 -15.2	.0	.0	.0	70	VICEN-BA46.0	1 3	.0	.0	1.000UN		0	33
		1	45.70	.0	.0	.0									
1031	G-EMEL-513.8	2	.971 -22.3	.0	.0	.0	131	EMEL-SAL69.0	1 2	.0	.0	1.000UN		0	20
		1	13.40	.0	.0	.0									



BUS DATA								LINE DATA								
FROM	AREA	VOLT	GEN	LOAD	SHUNT	TO	TO	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	TRANSFORMER	RATING	A	
BUS	NAME	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS	NAME	CKT	AREA	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	%I MVA
1131	G-EMEL-613.8	2	.971	-22.3	.0	.0	.0	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
		1	13.40		.0	.0	.0	131 EMEL-SAL69.0	1	2		.0	.0	1.000UN	0	20
1231	G-ALTI-113.8	2	.971	-22.3	.0	.0	.0	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
		1	13.40		.0	.0	.0	131 EMEL-SAL69.0	1	2		.0	.0	1.000UN	0	50
1331	G-ALTI-213.8	2	.971	-22.3	.0	.0	.0	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
		1	13.40		.0	.0	.0	131 EMEL-SAL69.0	1	2		.0	.0	1.000UN	0	36

\*\*\*\*\* SUMMARY FOR COMPLETE SYSTEM \*\*\*\*\*

SYSTEM SWING BUS SUMMARY

BUS X	NAME	X	AREA	X	ZONE	X	MW	MVAR	MVABASE
1	PAUTE-AB13.8	1	[S.N.I.]	1	[ZONA-1]		23.5	4.5	111.0

202 BUSES	59 PLANTS	21 MACHINES	35 LOADS
223 BRANCHES	158 TRANSFORMERS	0 DC LINES	

	X-----	ACTUAL	-----X	X-----	NOMINAL	-----X
		MW	MVAR		MW	MVAR
FROM GENERATION		935.9	167.9		935.9	167.9
TO CONSTANT POWER LOAD		908.6	357.5		908.6	357.5
TO CONSTANT CURRENT		.0	.0		.0	.0
TO CONSTANT ADMITTANCE		.0	.0		.0	.0
TO BUS SHUNT		.0	-24.7		.0	-24.0
TO LINE SHUNT		.0	.0		.0	.0
FROM LINE CHARGING		.0	483.9		.0	502.7

VOLTAGE	X-----	LOSSES	-----X	X--	LINE SHUNTS	--X	CHARGING
LEVEL BRANCHES		MW	MVAR		MW	MVAR	MVAR
230.0	17	12.86	104.88	.0	.0	353.4	
138.0	44	13.32	42.60	.0	.0	127.2	
69.0	21	1.15	2.14	.0	.0	3.3	
46.0	7	.00	1.07	.0	.0	.0	
13.8	78	.00	91.72	.0	.0	.0	
6.6	1	.00	.00	.0	.0	.0	
.0	55	.00	76.62	.0	.0	.0	
TOTAL	223	27.34	319.05	.0	.0	483.9	

## **BIBLIOGRAFIA.**

1. AEG, Manual; Berlin-Grunewald, 1967.
2. BANCO MUNDIAL, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PDNU); "Programa de Mejoramiento de la Eficiencia del Sector Eléctrico. Reducción de Pérdidas en la Distribución de la Electricidad", Ecuador, 1992.
3. CESPEDES, Renato; "Pérdidas en Sistemas Eléctricos. Clasificación y Definiciones", OLADE, Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.
4. CONELEC, "Datos Estadísticos de Empresas Eléctricas: Demanda, Consumo, Abonados", Quito, 1998.
5. CRUZ, G.; "Estudio para el mejoramiento del Sector Ecuatoriano de Energía Eléctrica, Programa ESMAP", EEQSA, 1991.
6. GARRIDO, Luis; "Políticas de Operación del Sistema Nacional Interconectado en Régimen Estacionario y Transitorio", Tesis de Grado, Quito, Ecuador, 1995.
7. GÖNEN, T.; "Electric Power Distribution System Engineering", Ed. McGraw-Hill, 1986.
8. GRJALVA, Carlos; "Pérdidas en Sistemas Eléctricos de Distribución. Aplicación al Sistema Quito", E.P.N., Tesis de Grado, Quito, Ecuador, Julio de 1994.
9. HIKCOK, Herbert N.; "Electric Energy Losses in Power Systems", IEEE Transaction on Industry Applications, Vol IA-14, No 5, 1978.
10. INECEL, Centro Nacional de Control de Energía CENACE; "Información Técnica y Flujos de Carga", Quito, 1998.
11. INECEL, Dirección de Planificación y Tarifas DIPLAT, "Estadísticas Mensuales de Mercado Eléctrico. Período ENE/90-ABR/98", Quito, 1998.
12. INECEL, Dirección Ejecutiva de Ingeniería y Construcción DEIC, "Información Técnica de Transformadores de Potencia del S.N.I.", Quito, 1998.
13. INECEL-DISCOM, Departamento de Control de Pérdidas, "Información de Pérdidas Técnicas y No Técnicas de Empresas Eléctricas", Quito, 1998.

14. INECEL-DISCOM, Departamento de Control de Pérdidas; "Pérdidas de Energía", Comisión de Control de Pérdidas, Revista, Quito, 1998.
15. INECEL-DOSNI; Departamento de Generación y Transmisión, "Información Técnica de Generadores y Transformadores del S.N.I.", Quito, 1998.
16. INECEL-PROINCO, Dirección de Relaciones Públicas; "El Sistema Nacional Interconectado", Quito, 1998.
17. INECEL-PROINCO, Dirección de Relaciones Públicas; "Reseña Histórica de INECEL. Información Institucional", Quito, 1998.
18. KNOWLTON, A.; "Manual Standard del Ingeniero Electricista", Tomo I, Editorial Labor S.A., Barcelona, 1967.
19. KNOWLTON, A.; "Manual Standard del Ingeniero Electricista", Tomo II, Editorial Labor S.A., Barcelona, 1967.
20. LANGSDORF, Alexander S.; "Teoría de las Máquinas de Corriente Alterna", Libros McGRAW-HILL, Segunda Edición, México, 1971.
21. MAZZACAN, Leonardo; "Metodologías de Evaluación y Reducción de Pérdidas Técnicas en un Sistema Eléctrico", OLADE, CADAFE-VENEZUELA, Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.
22. OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", Vol 1, Diciembre de 1993.
23. OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", Vol 2, Diciembre de 1993.
24. POSADA, Anibal; "Pérdidas en Sistemas Eléctricos. Desarrollo de la Problemática en Colombia", OLADE, Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, Bogotá, D.E., Colombia, Octubre de 1988.
25. SANHUEZA, Hernán; "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", E.P.N., Quito, 1974.
26. STEVENSON, W.; "Elements of Power Systems Analysis", McGRAW-HILL Book Company, Fourth Edition, USA, 1982.
27. VIQUEIRA, J.; "Redes Eléctricas", Representaciones y Servicios de Ingeniería, México, 1970.

28. WESTINGHOUSE, "Electric Engineering Reference Book: Distribution Systems", Pittsburgh, USA, 1965.
29. WESTINGHOUSE, "Electrical Transmission and Distribution Reference Book", Fourth Edition, Pittsburgh, USA, 1964.
30. ZABORSZKY; "Electric Power Transmission", The Power System in the Steady State, The Rensselaer Bookstore, Troy N.Y., USA, 1969.