



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL
LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y
Computación**

**DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ELÉCTRICO
BAJO EL MODELO DE LA COMPETENCIA**

TÓPICO DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentado por:

Julio Diocles Ponce Ponce

Guido Roberto Quizhpe Monar

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año 2005

AGRADECIMIENTO

A Dios, a mis padres, a mis hermanos y a todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo especialmente al Director del proyecto Ing. Juan Saavedra por su apoyo brindado.

J.P.

AGRADECIMIENTO

A DIOS, a mis padres y hermanas por su amor incondicional y a todos quienes me ayudaron a cumplir esta meta y un agradecimiento especial al Ing. Juan Saavedra Mera, por su excelente apoyo.

G.Q.

DEDICATORIA

A LA MEMORIA DE MI

PADRE

A MI MADRE

A MIS HERMANOS

A MIS AMIGOS

J.P.

DEDICATORIA

A LA MEMORIA DE

MI PAPA (Feb-2005)

A MI MAMA

A MIS HERMANAS

A MIS TIOS Y ABUELOS

A MIS BUENOS AMIGOS ...

G.Q.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Miguel Yapur
SUBDECANO DE LA FIEC
PRESIDENTE

Ing. Juan Saavedra M.
DIRECTOR DE PROYECTO

Ing. Iván Rodríguez.
MIEMBRO PRINCIPAL

Ing. Leo Salomón.
MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad de este proyecto de t3pico de grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma A LA ESCUELA SUPERIOR POLIT3CNICA DEL LITORAL”.

Julio Ponce P.

Guido Quizhpe.

RESUMEN

El presente proyecto pretende describir la estructura y organización del Sector Eléctrico del país su situación actual y sus deficiencias en distintas áreas, lo que no ha permitido optimizar su gestión y su desarrollo eficiente.

En los primeros capítulos se presenta la estructura del Sector Eléctrico, Las Regulaciones del Mercado Eléctrico Mayorista y la Fijación de Precios de energía y potencia; conociendo que el mercado eléctrico ecuatoriano se basa en el modelo marginalista, considerando los costos variables de producción que declaran los generadores.

También se analiza el Comercio Internacional de Energía Eléctrica, esto es la Interconexión con Colombia, la Interconexión con Perú y su relación con respecto a otros países de América Latina.

Se realiza el diagnóstico del Sector evaluando sus diferentes componentes en las áreas de producción y distribución. De la misma manera se expone un diagnóstico en la Inversión en la generación de energía así como la fijación de tarifas eléctricas y la problemática de las deudas de las diferentes empresas que se relacionan con el Sector Eléctrico.

Finalmente se exponen algunas perspectivas de corto, mediano y largo plazo, con el objetivo de que el sector eléctrico proporcione al país un servicio de alta calidad y confiabilidad, que garantice su desarrollo económico y social, dentro de un marco de competitividad en el mercado.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	I
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VII
SIMBOLOGÍA	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	X
INTRODUCCIÓN	1

CAPITULO 1 **Antecedentes**

CAPITULO 2 **Estructura del Sector Eléctrico**

2.1 Generación de Energía.....	7
2.1.1 Generación Obligatoria.....	7
2.1.2 Generación Forzada.....	8
2.1.3 Generación No solicitada.....	8
2.1.4 Generación Inflexible.....	8
2.1.5 Generación Producida por Restricciones e Inflexibilidades Operativas.....	9
2.2 Transmisión.....	10
2.3 Distribución.....	11
2.4 Comercialización.....	12
2.5 Grandes Consumidores.....	12
2.6 Autogeneradores.....	14
2.7 Usuarios Finales.....	14
2.8 Fondo de Solidaridad.....	15

CAPITULO 3

Regulaciones del Mercado Eléctrico Mayorista

3.1	Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE).....	18
3.1.1	Propuesta y Principios de Ley.....	19
3.1.2	LRSE aplicada a la Generación.....	21
3.1.3	LRSE aplicada a la Transmisión.....	22
3.1.4	LRSE aplicada a la Distribución.....	23
3.2	Reglamentaciones del CENACE.....	24
3.3	Funcionamiento del MEM.....	26
3.3.1	Agentes del MEM.....	27
3.3.2	Tipos de Transacciones.....	27
3.3.2.1	Mercado Ocasional.....	27
3.3.2.2	Mercado de Contratos.....	28

CAPITULO 4

Fijación de Precios de Energía y Potencia en el Mercado Ocasional

4.1	Costo de Energía en el Mercado Ocasional.....	30
4.1.1	Precio de la Energía en la Barra de Mercado.....	30
4.1.2	Precio Nodal de la Energía.....	31
4.1.3	Criterio sobre Marginalidad.....	32
4.1.3.1	Costo Variable.....	33
4.1.3.2	Factor de Nodo.....	33
4.1.4	Cargo Variable de Transporte.....	34
4.1.5	Costo de Energía Bajo Restricciones e Inflexibilidades Operativas.....	35
4.2	Potencia Remunerable Puesta a Disposición PRPD.....	36
4.3	Potencia Media Puesta a Disposición PMPD.....	36
4.4	Liquidación de PRPD.....	37
4.5	Reserva Adicional de Potencia.....	38
4.6	Regulación Secundaria de Potencia.....	39

CAPITULO 5

Comercio Internacional de Energía Eléctrica

5.1	Interconexión con Colombia.....	40
5.2	Interconexión con Perú.....	44
5.3	Relación con Respecto a Otros Países de América Latina.....	50

CAPITULO 6

Diagnóstico del Sector eléctrico

6.1	La Producción de Energía.....	52
6.1.1	Producción de Energía Hidroeléctrica.....	54
6.1.2	Producción de Energía Térmica.....	55
6.1.3	Producción de Energía de Otros Tipos.....	57
6.1.4	Efectos de los Altos Costos de Producción.....	58
6.2	Las Pérdidas de Energía en la Distribución.....	60
6.2.1	Pérdidas Técnicas.....	62
6.2.2	Pérdidas No Técnicas.....	63
6.2.3	Pérdidas Totales.....	64
6.2.4	Pérdidas Óptimas.....	65
6.3	Fijación de Tarifas.....	67
6.3.1	La PRG y la Compra de Energía Eléctrica.....	68
6.3.2	La Tarifa a Nivel de Usuario.....	70
6.4	Balance de Potencia y Energía; Políticas a Futuro.....	73
6.4.1	Balance de Potencia.....	73
6.4.2	Balance de Energía.....	76
6.4.3	Planes de Expansión.....	79
6.5	La Inversión en la Generación.....	81
6.5.1	Mercado Regulado de Producción de Energía.....	82
6.6	Deudas.....	86
6.6.1	Deuda Estado – INECEL.....	86
6.6.2	Deuda INECEL – Estado.....	88
6.6.3	Compensación de Adeudos.....	92
6.6.4	Deudas de Generadoras con Petrocomercial.....	96

CAPITULO 7

Planteamiento de Soluciones

7.1	Soluciones en la Producción de energía.....	95
7.2	Soluciones en la Inversión en la Generación.....	101
7.3	Soluciones en la Distribución.....	104
7.4	Soluciones en Tarifas.....	107
7.5	Soluciones en Deudas.....	109

Conclusiones y Recomendaciones

Anexos: Principales Proyectos de Generación

Bibliografía

ABREVIATURAS

CATEG	Corporación para la Administración Eléctrica de Guayaquil.
CAN	Comunidad Andina de Naciones.
CENACE	Centro Nacional de Control de la Energía.
CM	Costo Marginal
CMT	Costo Medio del sistema de Transmisión.
CND	Centro Nacional de Despacho, Colombia.
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad.
CVT	Costo Variable del Transmisor.
DE	Decreto Ejecutivo.
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal.
FN	Factor de Nodo
FS	Fondo de Solidaridad.
GWH	Giga Vatio – Hora
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación.
KM	Kilómetro
KV	Kilovoltio
KW	Kilovatio
KWH	Kilovatio – Hora
LRSE	Ley de Régimen de Sector Eléctrico.
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
MVA	Megavoltio Amperio.
MVAR	Megavoltio Amperio Reactivo.
MW	Megavatio.
PMPD	Potencia Media Puesta a Disposición.
PRG	Precio Referencial de Generación.
PRPD	Potencia Remunerable Puesta a Disposición.
RAP	Reserva Adicional de Potencia.
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
S/E	Subestación
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo
UPME	Unidad de Planeación Minera Energética de Colombia
V	Voltaje
VAD	Valor Agregado de Distribución.

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 5.1	Interconexión Ecuador – Colombia.....42
Figura 5.2	Interconexión con Perú, Primera Etapa - Operación Radial Bidireccional, Ecuador-Perú..... 46
Figura 5.3	Interconexión con Perú, Segunda Etapa – Operación Interconectada (Back to Back) 125 MW..... 48
Figura 5.4	Interconexión con Perú, Tercera Etapa – Operación Interconectada (Back to Back) 250 MW..... 50
Figura 5.5	Precios Internos (CUS\$/Kwh) Por Tipo de Consumidor en Sudamérica..... 51
Figura 6.1	Producción e importación de energía en el año 2004.....53
Figura 6.2	Gráfico de Potencia y Demanda para los años 2004-2013... 75
Figura 6.3	Gráfico de Energía Disponibilidad y Demanda para los años 2004-2013..... 78
Figura 6.4	Deudas del Sector Eléctrico..... 90
Figura 6.5	Déficit Tarifario y Compensaciones de Adeudos..... 95

ÍNDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 2.1	Empresas de Generación.....	7
Tabla 2.2	Empresas de Distribución conectadas al SIN.....	11
Tabla 2.3	Lista de Grandes Consumidores a Diciembre del 2004.....	13
Tabla 2.4	Lista de Autogeneradores a Diciembre del 2004.....	14
Tabla 6.1	Precios de energía de Centrales de Generación Hidroeléctrica.....	55
Tabla 6.2	Centrales De Generación Térmica.....	56
Tabla 6.3	Precios de energía de Centrales de Generación Térmica.... Perdidas Técnicas por Empresa Distribuidora	57
Tabla 6.4	en el año 2004.....	62
Tabla 6.5	Perdidas No Técnicas por Empresa Distribuidora en el año 2004.....	63
Tabla 6.6	Perdidas Totales por Empresa Distribuidora en el año 2004.....	64
Tabla 6.7	Perdidas Óptimas por Empresa Distribuidora en el primer semestre del 2004.....	66
Tabla 6.8	Pliego Tarifario.....	67
Tabla 6.9	Precio Medio de Energía por Empresa Distribuidora.....	72
Tabla 6.10	Balance de Potencia 2004-2013.....	74
Tabla 6.11	Balance de Energía 2004-2013.....	77
Tabla 6.12	Proyectos destinados a operar en el periodo 2005-2007.....	79
Tabla 6.13	Proyectos destinados a operar a partir del 2008.....	80
Tabla 6.14	Distribución de la Deuda Externa del Sector Eléctrico, escindido de INECEL (a noviembre de 1998).....	91
Tabla 6.15	Cartera del Sector Termoeléctrico con PETROCOMERCIAL al 28 de febrero del 2003.....	96

Introducción

El Sector Eléctrico Ecuatoriano se caracteriza por la existencia de economías a escala en segmentos de la generación, transmisión y distribución, que requieren de inversiones masivas (por ejemplo plantas generadoras, líneas de transmisión y redes de distribución) las cuales en su mayoría son irreversibles. Otro rasgo importante se relaciona con el hecho de que la electricidad no puede ser almacenada, de manera que el mercado debe depender de la igualación entre la oferta y la demanda a cada instante. Esto, a su vez, implica que se requiera un esfuerzo importante de coordinación y que, como un sistema, el sector electricidad podría presentar exceso o falta de capacidad. Una tercera característica es que la demanda y la oferta exhiben una variabilidad significativa debido a las condiciones meteorológicas y la estacionalidad en el consumo.

Estas características sugieren que el sector electricidad se estructure alrededor de grandes empresas que se conducen posiblemente como monopolios naturales. Tradicionalmente, el sector público ha mantenido un fuerte control del sector debido a motivos económicos, estratégicos o razones políticas. Sin embargo, el manejo de estas compañías también ha sido en su mayor parte insatisfactoria.

En el período comprendido entre 1993 y 2004, la actividad económica del Sector Eléctrico representó en promedio alrededor del 1% del Producto Interno Bruto. En cuanto al crecimiento del sector para similar período, se aprecia que en promedio esta actividad creció en alrededor del 5%, siendo el año 1999 el de mayor incremento (23%), debido, en especial, al inicio de la gestión de supervisión y control por parte del CONELEC a los agentes del sector, con lo que se buscó transparentar su accionar económico; así también, durante ese año se otorgaron una serie de concesiones a diferentes empresas en los tres componentes básicos: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

CAPÍTULO 1

I. ANTECEDENTES

El desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano puede dividirse en dos etapas sucesivas pero bien diferenciadas. La primera se inicia en mayo de 1961 dirigida por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), cuya vida jurídica se prolonga hasta el 31 de marzo de 1999; y, la segunda, a partir de la promulgación de la Ley de Régimen de Sector Eléctrico (LRSE), el 10 de octubre de 1996, que transforma el sector, introduciendo aspectos importantes como la facultad de delegación al sector privado que detenta el Estado para la provisión de los servicios de electricidad.

El INECEL concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999, habiéndose encargado al Ministerio de Energía y Minas, a través de Decreto Ejecutivo No. 773 del 14 de abril de 1999, ejecutar todo el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico. De esta manera, los activos del INECEL (de generación y transmisión) fueron transferidos en propiedad al **Fondo de Solidaridad (FS)**, quien se constituiría en accionista mayoritario

de las nuevas empresas de generación y una de transmisión (operativas desde abril de 1999) y la mayor parte de las empresas de distribución.

CAPÍTULO 2

II. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico nacional esta estructurado de la siguiente manera:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad; CONELEC
- b) El Centro Nacional de Control de la Energía; CENACE
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de Generación; de Transmisión; de Distribución y Comercialización.

a) CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, CONELEC

El CONELEC es una persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa.

El CONELEC no ejerce actividades empresariales en el sector eléctrico. Se encarga de elaborar planes y ejecutar actividades de regulación y control para el desarrollo de la energía eléctrica definidas en la LRSE. Sus actuaciones se sujetarán a los principios de descentralización,

desconcentración, eficiencia y desregulación administrativa que establece la Ley de Modernización.

b) CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA, CENACE

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, se constituye como una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encargará del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario.

c) EMPRESAS DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION

La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica será realizada por compañías autorizadas, y establecidas en el país, de conformidad con esta Ley y la de Compañías. Estas compañías, independientemente de su estructura accionaria, se someterán para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las personas jurídicas de derecho privado.

El sector privado podrá participar en el capital social de empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

2.1 Generación de Energía.

En el mercado eléctrico ecuatoriano la generación de energía esta a cargo de diferentes unidades generadores las cuales aparecen como agentes competidores dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, debido que además de pertenecer al régimen pueden establecer libremente contratos a plazo con las demás empresas generadoras distribuidores y grandes consumidores. Estableciendo la competencia tanto entre las unidades generadoras, como en el propio mercado ocasional.

EMPRESAS DE GENERACIÓN			
1	HIDROPAUTE S.A.	8	CATEG – Generación
2	HIDROAGOYÁN S.A.	9	ELECTROQUIL
3	HIDRONACIÓN S.A.	10	ELECAUSTRO
4	MACHALA POWER Cia. Ltda.	11	EMAAP-Q
5	TERMOESMERALDAS S.A.	12	INTERVISA TRADE
6	TERMOPICHINCHA S.A.	13	ULYSSEAS
7	ELECTROGUAYAS S.A.		

Tabla 2.1. Empresas de Generación

2.1.1 Generación Obligatoria

Se la realiza para atender la demanda con niveles de confiabilidad y seguridad del Sistema Nacional Interconectado SNI o de un área del mismo. Es una generación planteada por cobertura de demanda.

2.1.2 Generación Forzada

Se considera que hay operación forzada cuando el ingreso de una unidad se debe a una restricción operativa, o cuando se desea mantener la calidad del servicio local, como por ejemplo bajos voltajes o sobrecarga de los transformadores de la línea.

2.1.3 Generación no solicitada

Es la generación que ingresa al sistema, por causa del generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por él. Considerando los tiempos de arranque y parada declarados por el agente.

2.1.4 Generación Inflexible

Se designa con este nombre cuando se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas, dentro de los límites declarados por los agentes y aceptados por el CENACE.

2.1.5 Generación producida por restricciones e inflexibilidades operativas

Es la generación que por sus características técnicas debe permanecer en operación durante periodos en los cuales su costo variable de producción es superior al costo marginal de la barra de mercado. Inclusive se considera como restricción técnica a la generación obligada por criterios de calidad y servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades de operación.

El CENACE califica y clasifica a la unidad generadora, en base al total cumplimiento de las reglamentaciones y regulaciones que sobre ellas recaen. Así las responsabilidades asignadas a los generadores son:

- Enviar al CENACE la curva $P - Q$ o curva de capacidad actualizada.
- Entregar los reactivos hasta el 95% del límite de potencia reactiva.
- En forma temporal, cuando así lo solicite el CENACE, entregar el 100% de la capacidad de generación de reactivos.
- Mantener el voltaje en barras en los niveles que solicite el CENACE.

2.2 Transmisión

El transmisor tiene la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC, y no puede comercializar energía eléctrica.

La única empresa autorizada por la LRSE para prestar este servicio en el país es TRANSELECTRIC S.A. El certificado de concesión para esta empresa fue otorgado por el CONELEC el 28 de octubre de 1998.

- El transmisor debe mantener los niveles de voltaje en las barras de las subestaciones, con variaciones no mayores al voltaje nominal 5% para 230 y 138 KV, y 3% para 69, 46 y 34.5 KV.
- Declarar al CENACE los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del MEM. En el listado especificara: ubicación, nivel de voltaje de instalación, tipo de equipamiento, magnitud de potencia reactiva, restricciones o forma de operación.
- Poseer un listado de nodos del SNI y periodos donde no pueda cumplir con el control de voltaje y potencia reactiva.

2.3 Distribución

La distribución es realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas y el CONELEC otorga la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada área geográfica fijada en el Plan Maestro de Electrificación.

Los distribuidores no pueden generar energía eléctrica, salvo la generación existente y constituida en personas jurídicas diferentes e independientes.

En el país existen 18 empresas distribuidoras del fluido eléctrico conectadas al SNI, y dispone de 2 empresas más que no se encuentran incorporadas a dicho enlace (Galápagos y Sucumbios).

EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN			
1	Regional Norte S.A.	11	Esmeraldas S.A.
2	Quito S.A.	12	Regional Manabí S.A.
3	Cotopaxi	13	Los Ríos C.A.
4	Ambato S.A.	14	Milagro C.A.
5	Riobamba S.A.	15	Península Sta. Elena C.A.
6	Regional Centro Sur S.A.	16	EMELGUR S.A.
7	Regional Sur S.A.	17	CATEG – Distribución
8	Azogues C.A.	18	El Oro S.A.
9	Bolívar S.A.	19	Santo Domingo S.A.
10	Elecgalápagos S.A.	20	Sucumbíos

Tabla 2.2. Empresas de Distribución conectadas al SNI

2.4 Comercialización

El principal objetivo de las empresas comercializadoras, es el de mercadear y facturar la energía al usuario final.

Para establecer las regulaciones pertinentes es necesario segmentar al usuario final en Gran Consumidor (Demanda máxima igual o mayor a 650 KW y un consumo mínimo de energía de 4500 MWH anuales, aplicada desde enero del 2005) y otros consumidores no liberados.

2.5 Grandes Consumidores

El sector de grandes consumidores se encuentra constituido por empresas, industrias y otras instituciones que debido a su gran demanda de energía, no son considerados como usuarios “normales” del fluido eléctrico, razón por la cual están facultados para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precios de la energía eléctrica para consumo propio

GRANDES CONSUMIDORES			
1	Industrias Guapán S. A.	38	Provefrut S.A.
2	Aglomerados Cotopaxi S. A.	39	Cemento Chimborazo
3	Ecuador Bottling Company - Gquil	40	Refinería Estatal Esmeraldas
4	ANDEC	41	Prod. Familia Sancela Ecuador
5	ECAPAG	42	Textiles Río Blanco
6	Base Naval Guayaquil	43	Cía Elaborados del Café C.A.
7	AGA	44	La Fabril S.A. Planta La Favorita
8	ADELCA	45	Deltex Industrial S.A.
9	Centro de Rehabilitacion de Manabí	46	C.A. Ecuatoriana de Cerámica
10	NIRSA S.A.	47	Ecuador Bottling Company-Quito
11	KIMBERLY – CLARK	48	Italpisos S.A.
12	Empresa Papelera Nacional	49	Constructora N. Odebrecht S.A
13	CEDEGE	50	Pronaca (Planta en EMELGUR)
14	PICA	51	Industrial Danec S.A
15	Industrias ROCACEM (Cerro Blanco)	52	Industria Cartonera Incasa
16	ENKADOR	53	Soc. Agrícola e Indus. San Carlos
17	Corp. Jabonería Nacional	54	Fábrica de Envases S.A. FADESA
18	La Fabril S.A.	55	Tejidos Pintex S.A.
19	EXPALSA	56	Boop del Ecuador Cía.Ltda
20	CRIDESA	57	Hotel Colón Guayaquil S.A.
21	Industria Cartonera Ecuatoriana	58	Aquamar S.A.
22	INTERAGUA “La Toma”	59	Pronaca (Bucay)
23	CARTOPEL	60	Pronaca (Sto. Domingo)
24	Ecuatoriana del Caucho S.A.	61	PROQUIMSA SA.
25	Cervezas Nacionales C. A.	62	Empacadora Nacional C.A
26	Industrias ROCACEM (S. Rafael).	63	Ecudos S.A..
27	FISA S.A.	64	Azucarera Valdez S.A
28	Plastigama S. A.	65	Plásticos del Litoral S.A
29	Cedal	66	NOVACERO ACEROPAXI
30	Plasticaucho Industrial S.A.	67	Hotel Oro Verde S.A.
31	Plastiempaques S.A.	68	Solubles Instantáneos C.A.
32	Plásticos Ecuatorianos S.A.	69	CODANA S.A.
33	Promarisco	70	ETAPA
34	Graiman Cía Ltda..	71	ECUAPLANTION S.A.
35	Novopan del Ecuador	72	PLASTIGUAYAS
36	EMPESEC	73	PLASTISACKS
37	Industrial Molinera C.A.		

Tabla 2.3. Lista de Grandes Consumidores a Diciembre del 2004

2.6 Autogeneradores

Se consideran como autogeneradores a las empresas que poseen plantas generadoras de energía eléctrica, para consumo particular, aunque pueden, previa autorización del CONELEC, vender sus excedentes en el MEM.

AUTOGENERADORES			
1	Agua y Luz de Silunchi	8	Electroandina
2	AGIP (Arco Oriente)	9	Hidroimbabura
3	ECOLUZ (HCJB) Papallacta	10	I.M. MEJIA
4	Molinos La Unión	11	OCP
5	Famiproduct (TECNOPAPEL)	12	La Internacional
6	PETROPRODUCCIÓN	13	REPSOL YPF
7	EMAAP-Q (Recuperadora)	14	San Carlos

Tabla 2.4. Lista de Autogeneradores a Diciembre del 2004

2.7 Usuarios Finales

Se considera como consumidores o usuarios finales regulados, a todas las personas naturales o jurídicas, que acrediten dominio sobre una instalación que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el Distribuidor, dentro del área de concesión.

En este caso el usuario final regulado no puede elegir libremente el proveedor, por tanto el servicio es prestado por la Empresa Concesionaria de Distribución a la que corresponda, según el lugar geográfico de residencia o donde se solicite dicho servicio.

2.8 Fondo de Solidaridad

La Ley de Creación del Fondo de Solidaridad para el Desarrollo Humano de la Población Ecuatoriana, publicada en el Registro Oficial No. 661 del 24 de Marzo de 1995, lo define como un organismo de derecho público, con personería jurídica, patrimonio y régimen administrativo y financiero propio.

Con respecto a su papel en el desarrollo del Sector Eléctrico, el Fondo de Solidaridad tiene los siguientes objetivos:

- Eliminar el monopolio del Estado ejercido en todas las actividades del sector a través del ex INECEL.
- Segmentar las actividades de generación, transmisión y distribución.

- Impulsar la competitividad y la eficiencia técnica y económica.
- Incentivar la participación del sector en todas las actividades del sector.
- Proporcionar, al usuario y al inversionista, tarifas justas.

La responsabilidad del Fondo de Solidaridad de ser partícipe importante en el alcance de estos objetivos tuvo su origen en la disposición de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, la misma que obligó al ex INECEL a transferirle las acciones que poseía en las empresas de generación y transmisión. Para el caso de la distribución, se constituyeron compañías tenedoras de acciones a las cuales el INECEL transfirió el 100% de las acciones que poseía en las empresas eléctricas del país. De esta forma se transformó en accionista mayoritario o único en gran parte de las empresas de generación, transmisión y distribución del sector, asumiendo el reto de supervisar su administración con todas las consecuencias que una participación de esa naturaleza tiene dentro del desarrollo del país.

CAPÍTULO 3

III. REGULACIONES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El mercado eléctrico mayorista (MEM) estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al SNI.

Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

3.1 Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)

DISPOSICIONES FUNDAMENTALES

Deber del Estado.

El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

Concesiones y Permisos.

El Estado es el propietario de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, sólo él, por intermedio del, CONELEC puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía.

3.1.1 Propuesta y Principios de Ley

DISPOSICIONES GENERALES

Ámbito de Aplicación.

La presente Ley regula las actividades de generación de energía eléctrica que se origine en la explotación de cualquier tipo de fuente de energía primaria, cuando la producción de energía eléctrica es colocada en forma total o parcial en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), o en un sistema de distribución y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como también su importación y exportación.

Tales actividades y servicios podrán ser delegados al sector privado de conformidad con lo previsto en la Ley de Modernización del Estado, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos por parte de la Iniciativa Privada.

Objetivos de la Política.

- a) Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;

- b) Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;
- c) Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad
- d) Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos;
- e) Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;
- f) Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;
- g) Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;

- h) Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
- i) Promover la realización de inversiones públicas en transmisión
- j) Desarrollar la electrificación en el sector rural;
- k) Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

3.1.2 LRSE aplicada a la Generación

- Las instalaciones de generación que son propiedad del Estado, por intermedio de INECEL, son transferidas a favor de empresas de generación.
- Las empresas de generación son sociedades anónimas, es decir personas jurídicas de derecho privado y tienen patrimonio propio, autonomía administrativa.

- El Fondo de Solidaridad en representación del Estado, es el dueño de las acciones de las empresas de generación.
- Para la inversión y participación del sector privado, el fondo de solidaridad puede aplicar, facultativamente, la fórmula de capitalización o la venta de acciones, o una combinación de las dos conforme convenga a sus intereses.
- La construcción y operación de los nuevos proyectos de generación del Plan Maestro de Electrificación aprobado por el CONELEC y concesionado por este, mediante procesos públicos de licitación.
- La construcción y operación de centrales de 50 MW o menos, requiere solamente del permiso concedido por el CONELEC.
- Ninguna persona, natural o jurídica, puede controlar mas del 25% de la potencia instalada a nivel nacional.

3.1.3 LRSE aplicada a la Transmisión

- Las instalaciones del sistema de transmisión que son propiedad el estado, por intermedio del INECEL, son transferidos a favor de la empresa de transmisión.

- La empresa de transmisión es una sociedad anónima.
- El Fondo de Solidaridad en representación del Estado, es el dueño de las acciones de la empresa de transmisión.
- Para la inversión y participación del sector privado, el Fondo de Solidaridad puede aplicar facultativamente, la fórmula de capitalización o la venta de acciones, o una combinación de las dos conforme convenga a sus intereses.
- El transmisor tiene la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por el y aprobados por el CONELEC, y no puede comercializar energía eléctrica.

3.1.4 LRSE aplicada a la Distribución

- Para el caso de la distribución, se constituyen compañías tenedoras de acciones a las cuales INECEL transfiere el 100% de las acciones que posee en las empresas eléctricas del país.
- En representación del Estado el accionista de las empresas tenedoras de acciones es el Fondo de Solidaridad.

- Para la inversión y participación del sector privado, el Fondo de Solidaridad puede aplicar, facultativamente la fórmula de capitalización o la venta de acciones, o una combinación de las dos conforme convenga a sus intereses.
- La distribución es realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas y el CONELEC otorga la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada área geográfica fijada en el Plan Maestro de Electrificación.
- Los distribuidores no pueden generar energía eléctrica, salvo la generación existente y constituida en personas jurídicas diferentes e independientes para la operación de esta generación.

3.2 Reglamentaciones del CENACE

Las funciones específicas que corresponden al Centro Nacional de Control de Energía:

- a) Recabar de todos los actores del mercado eléctrico mayorista, sus planes de producción y mantenimiento así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo;

- b) Informar del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista y suministrar todos los datos que le requieran o que sean necesarios al CONELEC.
- c) La coordinación de la operación en tiempo real del **SNI** en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad que determine el CONELEC.
- d) Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación;
- e) Controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación, sujetándose estrictamente a su programación;
- f) Aportar con los datos que requiera el Director Ejecutivo del CONELEC para penalizar a los generadores, de conformidad a lo señalado en el reglamento respectivo, por el incumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho impartidas;
- g) Asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte;
- h) Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y

transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se puedan producir.

- i) Preparar los programas de operación para los siguientes doce meses, detallando la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central.

Recursos del Centro Nacional de Control de Energía.-

Los recursos económicos del Centro Nacional de Control de Energía serán los que se establezcan en el reglamento respectivo.

3.3 Funcionamiento del MEM

El mercado eléctrico mayorista (MEM) estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia

3.3.1 Agentes del MEM

El MEM esta constituido por:

- Generadores.
- Distribuidores.
- Grandes Consumidores.

3.3.2 Tipos de Transacciones

El MEM se compone de:

- Un mercado ocasional con precios sancionados en forma horaria y donde se realizan las transacciones comerciales de energía a corto plazo.
- Contratos a plazo, libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre los Agentes del Mercado.
- Importaciones y exportaciones de energía, por parte de quienes tengan concesiones, permisos o licencias, expedidas por el organismo regulador.

3.3.2.1 Mercado Ocasional

- El mercado está referido a un punto localizado geográficamente.

- Funciona como una bolsa energética, donde todos los generadores le entregan energía a la bolsa y los distribuidores toman esa energía de la bolsa
- La energía se valora con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.
- Los precios son sancionados en forma horaria, en un nodo de referencia (barra de mercado) y representado por el precio marginal.
- Los precios en los demás nodos del sistema son determinados por la afectación del precio de mercado con el factor de nodo correspondiente.

3.3.2.2 Mercado de Contratos

- Compromiso adquirido entre los Agentes para el abastecimiento horario de energía de un Distribuidor o Gran Consumidor.
- Afecta las transacciones económicas y no al despacho de energía.

CAPÍTULO 4

IV. FIJACIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL MERCADO OCASIONAL

Los precios de generación de energía en el MEM son calculados en una barra eléctrica de una subestación específica a la cual se denomina “Barra de Mercado” asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para determinar el precio.

Para la fijación de precios se debe considerar aspectos como:

- Remuneración de la energía en operación normal
- Remuneración de la energía bajo restricciones o inflexibilidades operativas.

4.1 Costo de Energía en el Mercado Ocasional

El costo marginal de la energía del Sistema fija el precio del mercado con los que se remunera a los Generadores del mercado.

El valor de la energía involucra un Concepto Temporal y Espacial, esto es varía en función del tiempo t y del lugar donde es producida o utilizada. El Sistema Nodal es adecuado para la fijación Temporal y Espacial del precio de la Energía.

El sistema nodal proporciona la viabilidad requerida tanto para la contratación de energía, cuanto para la liquidación de transacciones, al permitir valorar la energía en los puntos de inyección y retiro.

4.1.1 Precio de la Energía en la Barra de Mercado.

Se denomina precio de mercado λ al que resulta de realizar el despacho económico de la oferta de generación en la barra de mercado.

El CENACE establece dicho precio en términos horarios en base al concepto de mínimo costo.

El precio de mercado de la energía se denomina costo marginal instantáneo de corto plazo.

Los precios de energía en la barra de mercado se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo.

El despacho económico se lo realiza en la barra de mercado, incluyendo no sólo los costos marginales de operación de los generadores, sino también las pérdidas marginales del transporte.

El CENACE debe abastecer la energía al MEM al mínimo costo posible obtenido mediante el despacho económico.

4.1.2 Precio Nodal de la Energía

Los precios nodales de energía en todos los puntos de la red, se obtienen a partir del precio de mercado multiplicado por su factor de nodo.

Los generadores cobran lo que producen y los consumidores pagan la energía que consumen a su respectivo precio nodal.

Todos los generadores del sistema cobran su energía a precio marginal por un factor que tiene en cuenta el pago de las pérdidas y el servicio de transporte.

Las barras exportadoras (Generadoras) tienen factores < 1 .

Las barras importadoras (Consumidores) tienen factores > 1 .

La barra de referencia tiene un factor de nodo igual a 1.

4.1.3 Criterio sobre Marginalidad

El CENACE ordena el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación.

Calcula el despacho económico horario de los recursos sujetos a despacho, considerando:

- La predicción de la demanda horaria
- Los costos variables de las unidades de generación
- Las restricciones técnicas que se imponen sobre el sistema o una parte de él.

4.1.3.1 Costo Variable

Los costos variables son de gran importancia y dentro de esto debemos de tener en cuenta los costos variables de generación, factores de nodo, barra de mercado, costos de la energía horaria. El objetivo de los costos variables es hallar el costo marginal mínimo.

Las restricciones técnicas que se dan dentro de los costos variables son:

- Generación obligada por calidad y seguridad del sistema
- Restricciones globales del sistema
- Restricciones ocasionadas por los agentes o el transmisor

4.1.3.2 Factor de Nodo

Factor de Nodo de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo.

Es un factor que penaliza el costo de llevar o traer la energía de un generador o de una carga a o desde la barra de mercado, este factor incluye las pérdidas marginales de transmisión ante una variación de la inyección de generación o del retiro de carga en dicho nodo con respecto al nodo de referencia. El factor de Nodo de un nodo "i" es la relación entre el precio de la energía puesta en ese punto y el precio de la energía en el centro de carga (precio de mercado).

4.1.4 Cargo Variable de Transporte

La red como compradora y vendedora de energía, obtiene en los extremos de cada una de sus líneas el precio nodal (Spot). El Cargo variable de transporte es la diferencia de lo que pagan los agentes que retiran la energía de la red y lo que cobran los generadores.

La red de transmisión ofrece un producto (la capacidad de las líneas), con un costo, a los potenciales usuarios (generadores y distribuidores) que perciben una determinada función de utilidad respecto a dicho producto.

La red cobra por ese servicio la utilidad marginal que viene medida por la diferencia de precios entre nodos: se obtiene una cantidad denominada Costo Variable del Transmisor CVT.

4.1.5 Costo de Energía bajo restricciones e inflexibilidades operativas

El despacho económico considera las restricciones técnicas que se impongan sobre todo el sistema, o una parte de el, incluyendo la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades de operación.

La generación producida por restricciones técnicas e inflexibilidades operativas es la que por sus características técnicas deben permanecer en operación durante periodos en los cuales su costo variable de operación es superior al costo marginal en la barra de mercado. Así tenemos:

- Generación Obligatoria
- Generación Forzada
- Generación Inflexible
- Generación no Solicitada

4.2 Potencia Remunerable Puesta a Disposición PRPD

La Potencia a Remunerar conocida como la Potencia Remunerable Puesta a Disposición PRPD, es el aporte de potencia de los Generadores para abastecer la demanda máxima del Sistema durante los meses de estiaje Noviembre a Febrero.

El cálculo lo efectúa el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año y los valores calculados tienen vigencia los siguientes doce meses (octubre – septiembre).

La PRPD surge de un promedio de la Potencia Despachada en las horas de Máxima y Media demanda.

4.3 Potencia Media Puesta a Disposición PMPD

Potencia Media Puesta a Disposición resultante de la Operación real del Sistema.

Para la determinación de la PMPD hay que tener en cuenta ciertas consideraciones como:

Plantas Hidroeléctricas y Unidades a Vapor

- La PMPD diaria es determinada como el promedio aritmético de las potencias horarias disponibles en los bloques de demanda media y punta.
- La PMPD mensual es calculada como el promedio aritmético de las PMPD diarias.

Unidades Térmicas excepto de Vapor

- La PMPD se determina diaria y mensualmente, como el promedio aritmético de las potencias horarias disponibles en los bloques de demanda base media y punta.

4.4 Liquidación de PRPD

Para la liquidación tenemos que tener en cuenta ciertos requerimientos y análisis de información:

- Potencia Remunerable Puesta a Disposición PRPD de los generadores.

- Potencias Medias Puesta a disposición PMPD de los generadores.
- Periodos de ingreso de unidades reemplazantes que no tienen asignada PRPD.
- Potencia despachada de las unidades reemplazantes que no tienen asignada PRPD.
- Para el proceso de la liquidación de la PRPD hay que tener en cuenta:
 - ✓ Liquidación diaria de generadores (referenciales)
 - ✓ Liquidación mensual de generadores

4.5 Reserva adicional de potencia

El CENACE evalúa semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia en el MEM, para ello define el monto de potencia para reserva de la lista de méritos de los generadores que no fueron considerados en la programación semanal.

4.6 Regulación secundaria de frecuencia

Cada mes el CENACE debe evaluar la remuneración por Regulación Secundaria de Frecuencia que debe efectuar a cada generador designado. Para el efecto debe considerar que el precio al cual deben ser remunerados estos generadores es el precio de la potencia puesta a disposición.

El monto de la potencia mensual considerado a cada generador para la remuneración de RSF, proviene del promedio efectuado a las potencias aportadas; resultado de multiplicar horariamente, el porcentaje establecido para RSF con la demanda neta del sistema, esto es demanda mas perdidas.

CAPÍTULO 5

V. COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1 Interconexión con Colombia

El proceso de integración eléctrica entre Colombia y Ecuador, sustentado en los principios establecidos en la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones, en su etapa inicial se desarrolló a ritmo acelerado permitiendo la transacción de importantes bloques de electricidad, exclusivamente en el mercado ocasional, y fundamentalmente desde Colombia.

Reglas fundamentales de la decisión CAN 536.

- No discriminación entre precios nacionales y precios de mercados externos.
- Libre acceso las redes.
- Uso físico de las interconexiones como consecuencia del despacho económico coordinado.

- Los contratos de compra venta serán únicamente de carácter comercial. Los países permitirán la libre contratación sin establecer restricciones adicionales a las estipuladas para los mercados nacionales.
- Se asegurará condiciones competitivas con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
- Transacciones Internacionales de corto plazo.
- Rentas de congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
- No subsidio a las transferencias de electricidad

La interconexión con Colombia ha producido beneficios para los dos países. Para el Ecuador ha significado durante este periodo, evitar los racionamientos de energía y reducir el precio de esta energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, beneficiando de esta manera a todos los agentes del sector. Actualmente, cerca del 12% de la demanda eléctrica ecuatoriana es abastecida con la importación desde Colombia.

Interconexión con Colombia a 230 Kv.

La interconexión entre los sistemas colombiano y ecuatoriano se realiza desde marzo del 2003 a través de la línea de transmisión a 230 Kv., doble circuito, de 135,5 Km. en territorio ecuatoriano y 78 Km. en territorio colombiano, que enlaza las subestaciones Pomasqui en la ciudad de Quito y Jamondino en la ciudad de Pasto, que tiene una capacidad máxima de 250 MW, y puede transportar unos 1745 GWh cada año.

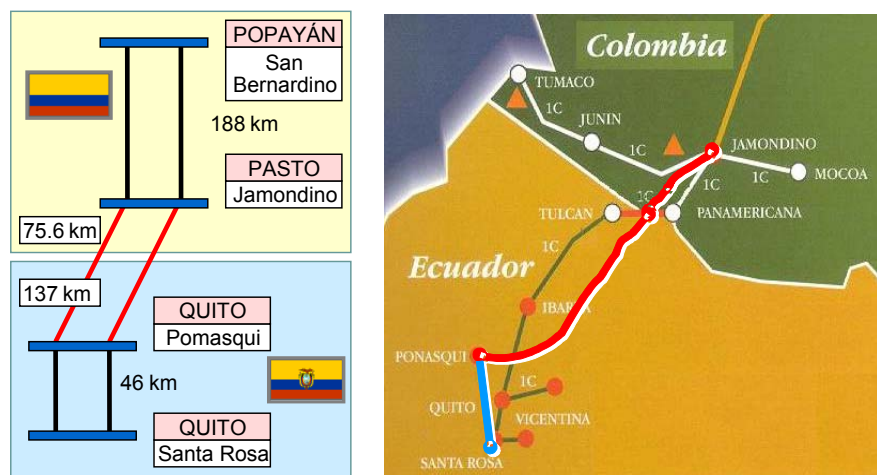


Figura 5.1. Interconexión Ecuador – Colombia

Interconexión con Colombia a 230 KV, Tercer Circuito

Con el tercer circuito de interconexión esta capacidad se verá incrementada a 500 MW.

TRANSELECTRIC, CENACE e ISA de Colombia, llevaron a cabo los estudios de factibilidad de una segunda línea de interconexión a 230 Kv entre Colombia y Ecuador, los cuales han sido puestos en conocimiento de la Unidad de Planeamiento Minero Energético, UPME, de Colombia y el CONELEC en Ecuador.

En dichos estudios se concluye que este proyecto es beneficioso para ambos países y contribuye a la consolidación del Mercado Eléctrico de la Región Andina, por lo que TRANSELECTRIC lo ha incluido en su plan de expansión 2004 – 2013.

El alcance del proyecto en territorio ecuatoriano, conforme a las recomendaciones de los estudios referidos, es el siguiente:

- Línea de transmisión Pomasqui–Frontera, 230 Kv, 137 Km. en torres de doble circuito, con el montaje inicial de un circuito.
- Ampliación de la subestación Pomasqui, una posición de línea de 230 Kv.
- Reactor de 25 MVAR, 230 Kv.

Si bien el estudio recomienda una topología, tanto para los refuerzos en el sistema de transmisión colombiano como para el enlace internacional desde la subestación Jamondino (Pasto) hasta la frontera entre los dos países, será la UPME de Colombia quién deberá pronunciarse sobre las obras requeridas en territorio colombiano.

TRANSELECTRIC, en forma preliminar considera que las obras en territorio ecuatoriano podrían estar en operación en el primer trimestre del año 2006, fecha que deberá conformarse con los cronogramas establecidos en los procesos a ser llevados a cabo por la UPME.

5.2 Interconexión con Perú a 230 Kv

Consiste de una línea a 230 Kv., que en el lado ecuatoriano tiene una extensión de 55 Km. y estará energizada a un voltaje de 230 Kv. Dicha línea une las Subestaciones Machala en Ecuador y la Subestación Zorritos en Perú, permitiendo un intercambio de aproximadamente 95 MW.

El Plan de Expansión de Transmisión 2004-2013 incluye la Primera Etapa, que comprende la operación radial de la interconexión mediante una línea de transmisión a 230 Kv que parte desde la subestación Zorritos en el Perú y llega a la subestación Machala en el Ecuador, en donde toma la carga de la

Empresa Eléctrica Regional El Oro mediante un transformador 230/69 Kv equipado con cambiador de tomas bajo carga en 69 Kv.

Las obras consideradas para esta primera etapa son las siguientes:

- Línea de transmisión Machala – Frontera, 230 Kv, 55 Km. en estructuras de doble circuito.
- Ampliación de la subestación Machala con una posición de línea/transformador a 230 Kv y un banco de transformadores monofásicos (4 unidades) 230/69 Kv y 33/44/55 MVA de capacidad cada uno.
- Patio de 69 Kv con un sistema de barras encapsuladas en SF6, con esquema doble barra principal, con tres posiciones para transformador (dos auto transformadores 138/69 Kv y un transformador 230/69 Kv), dos posiciones de línea de transmisión y acoplamiento.

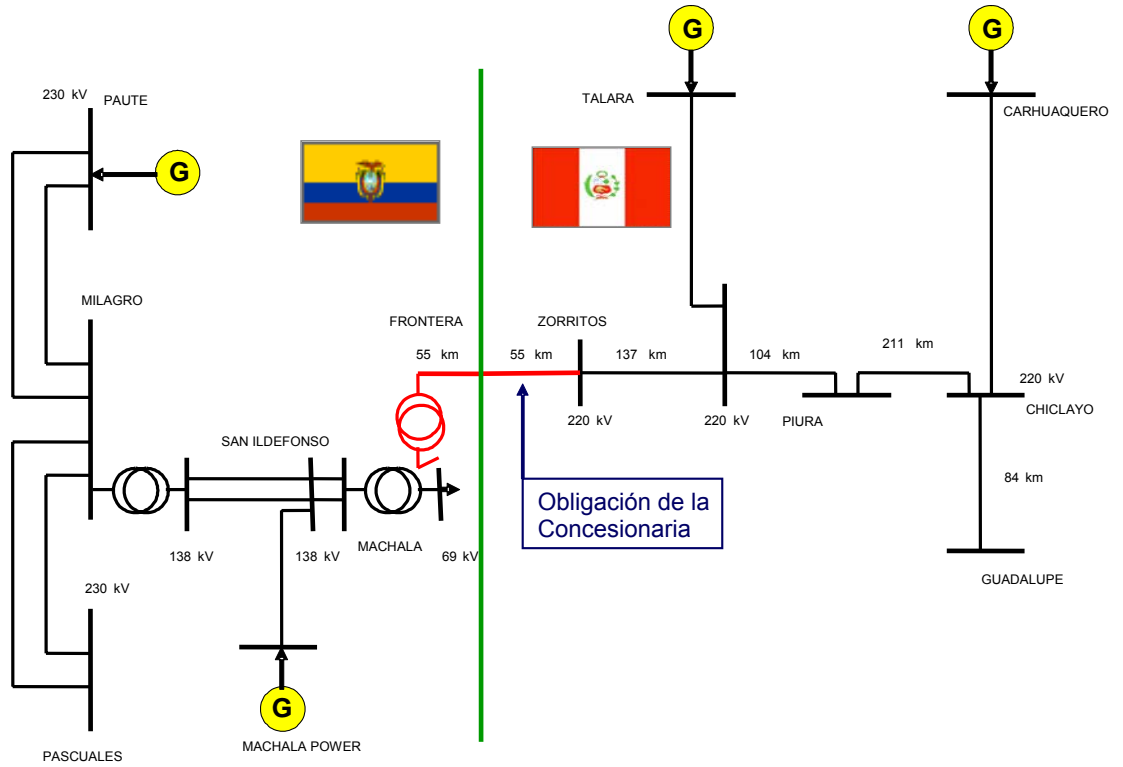


Figura 5.2. Interconexión con Perú, Primera Etapa - Operación Radial Bidireccional, Ecuador-Perú

Interconexión con Perú a 230 Kv (Segunda etapa)

Considera la instalación de una estación convertidora de corriente continua modalidad “back to back”, que permitiría la operación interconectada de los dos sistemas, con una capacidad de transferencia de 100 MW.

Para la operación de esta alternativa será necesario disponer de la línea de transmisión Milagro – Machala a 230 kV, con las correspondientes ampliaciones de las subestaciones.

Para la concreción de esta Segunda Etapa, el Grupo de Desarrollo que fue creado por decisión de los Ministros de Energía de Colombia, Perú y Ecuador en la reunión del 6 de agosto del 2001 en la ciudad de Lima y que está conformado por el Ministerio de Energía y Minas, COES y REP en representación del Perú, CND e ISA por parte de Colombia y CENACE y TRANSELECTRIC por parte de Ecuador, ha estructurado dos Subgrupos de trabajo. Al primero se le ha encargado la realización de Estudios Energéticos y al segundo, los Estudios Eléctricos.

El objetivo de este esfuerzo es consolidar los estudios teniendo en consideración la normativa vigente para la Comunidad Andina de Naciones

con la Decisión 536 de la CAN, a la luz de los favorables resultados de la Interconexión Ecuador – Colombia a 230 kV.

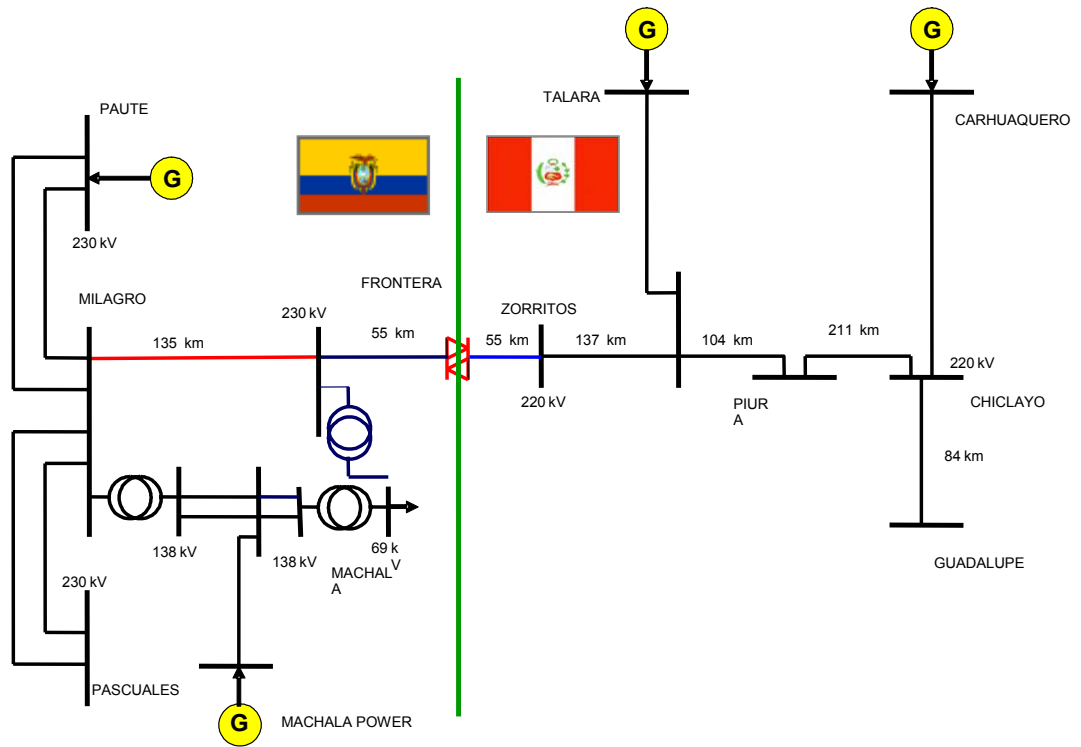


Figura 5.3. Interconexión con Perú, Segunda Etapa – Operación Interconectada (Back to Back) 125 MW

Interconexión con Perú a 230 Kv (Tercera etapa)

Permitirá transmitir hasta 250 MW de potencia, para lo cual se requieren las siguientes obras:

- Instalación de un segundo circuito entre Milagro y Tumbes, en las mismas estructuras utilizadas para el primer circuito.
- Instalación de una segunda etapa de la estación convertidora “back to back” con capacidad para 125 MW.
- Reforzamiento del sistema de transmisión del norte peruano.

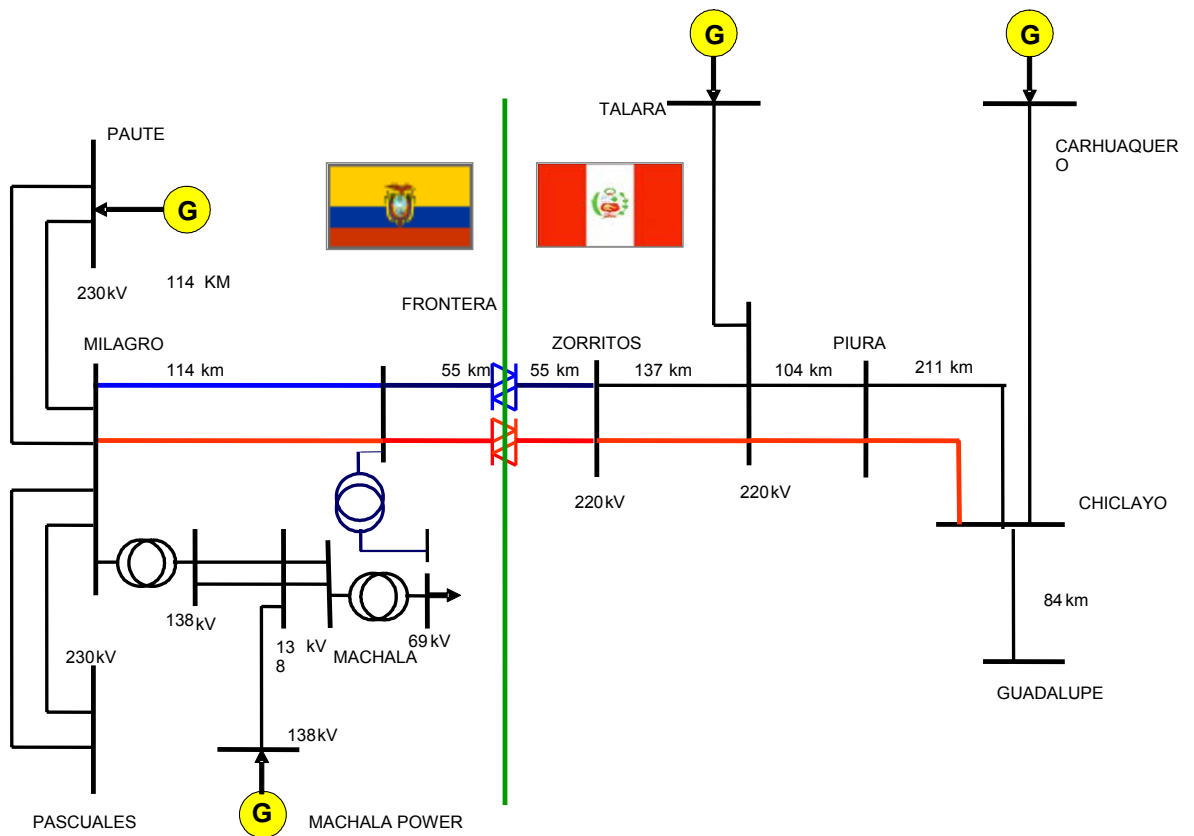


Figura 5.4. Interconexión con Perú, Tercera Etapa – Operación Interconectada (Back to Back) 250 MW

5.3 Relación con respecto a otros países de América Latina

Si se compara el precio que pagan los consumidores finales de tipo industrial en el Ecuador, con sus inmediatos competidores por los mercados internacionales de productos, es decir Colombia y Perú, encontramos que la tarifa pagada es superior en el 34% y 21% respectivamente, lo que sin duda

está restando competitividad a la producción industrial nacional al afectar, directamente, a la estructura de costos; mientras que nuestros vecinos proveen una energía más barata, conforme se puede apreciar en el siguiente gráfico:

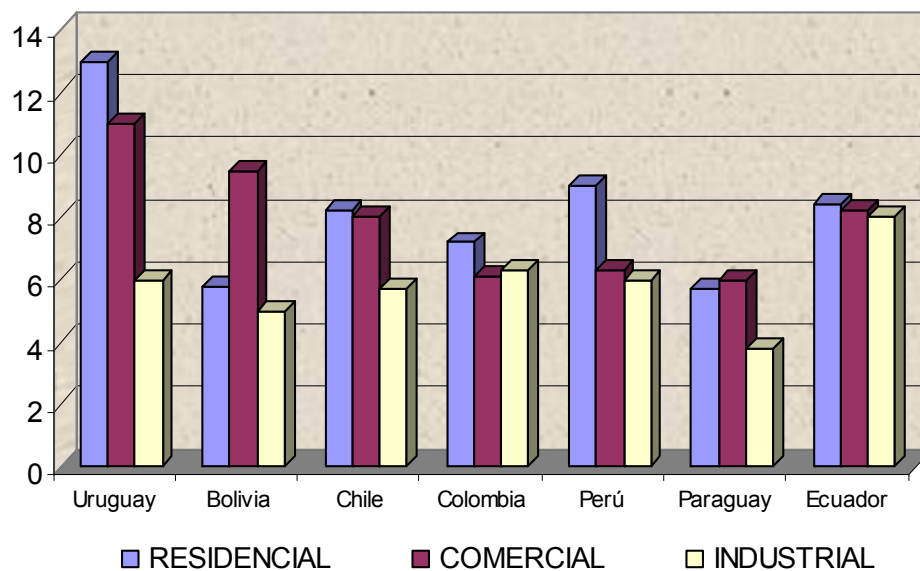


Figura 5.5. Precios Internos (CUS\$/Kwh) Por Tipo de Consumidor en Sudamérica

Por otra parte y en relación al sector residencial, la situación difiere un poco al poseer una tarifa menor en relación a Perú (9% por debajo de los 9.57 centavos que pagan nuestros vecinos), si bien en relación a Colombia seguimos manteniendo una tarifa en un 15% superior.

CAPÍTULO 6

VI. DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELÉCTRICO

6.1 La Producción de Energía

La producción de energía eléctrica en nuestro país es predominantemente hidroeléctrica; esto implica consideraciones como: inversión de capital elevado con costos incrementales bajos, la producción de energía depende de la cantidad de agua en el embalse, la disponibilidad de potencia es función del nivel del embalse y muchos de estos proyectos son de carácter múltiple

Las plantas hidráulicas mayores se encuentran ubicadas en la vertiente amazónica, donde la época lluviosa ocurre generalmente de abril a septiembre y el período seco de octubre a marzo. Por esta razón, los mantenimientos de las plantas térmicas, preferentemente se los programa para la estación lluviosa y los de las unidades hidráulicas para la estación seca.

En la figura 6.1. se presenta el parque generador disponible a nivel nacional en el 2004 más el aporte de la importación desde Colombia a través de las interconexiones a 138 Kv y 230 Kv. Según esta información, la energía bruta es de 14.226 GWh de lo cual 13.222 GWh se vendieron al MEM.

El total de la energía bruta se compone de la siguiente manera: Empresas Generadoras 10.688 GWh (75,13%), Distribuidoras con generación 717 GWh (5,04%), Autoproductoras 1.180 GWh (8,29%) y la Importación desde Colombia 1.642 GWh (11,54%). Así mismo el origen de de estos 14.226 GWh, es el siguiente 7.412 GWh (52,10%) hidráulico, 5.173 GWh (36,36%) térmico y 1.642 GWh (11,54%) por importación.

El monto de las facturas emitidas por los generadores, el transmisor y la importación de energía de Colombia en el 2004 fue de USD 810,83 millones.

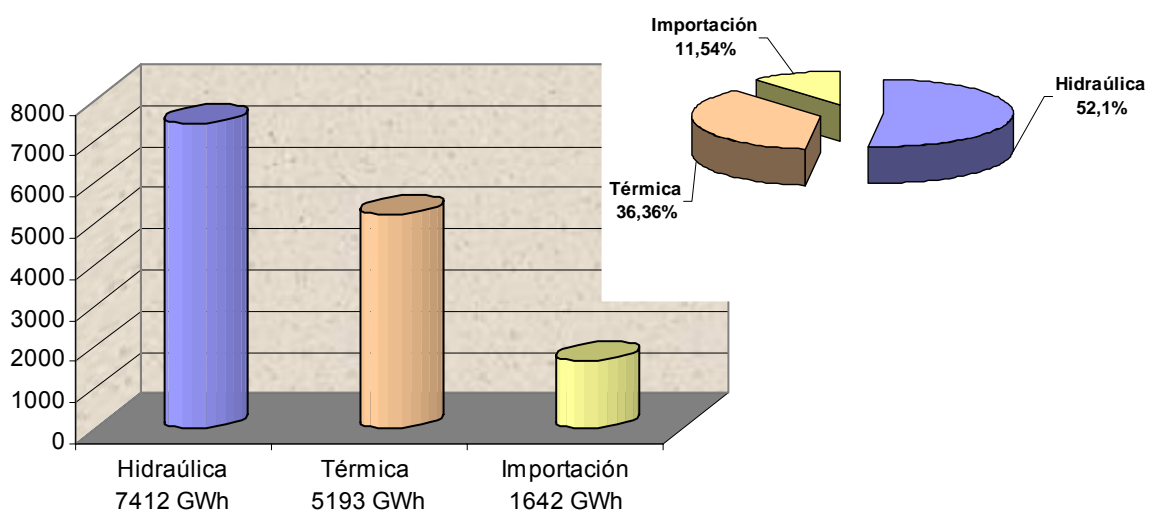


Figura 6.1. Producción e importación de energía en el año 2004.

6.1.1 Producción de Energía Hidroeléctrica.

El 90% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por las cuatro grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: Paute (1075 MW) que es la mayor de todas, seguida por Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pisayambo - Pucará (74 MW). La contribución de estas empresas a la generación eléctrica total está alrededor del 52%

La capacidad del embalse Amaluza de la central Paute (100,8 GWh), hace que sea considerada de regulación semanal. Esta limitación provoca dificultades en el abastecimiento eléctrico en época de estiaje ya que su producción se reduce notablemente. La central Agoyán prácticamente no tiene regulación y la central Pisayambo-Pucará (79,7 GWh) no tiene un embalse de importancia, dada la limitada capacidad instalada. Con la central Marcel Laniado se puede operar mejor los otros embalses, ya que afirma energía secundaria de las centrales con embalse y, por estar ubicada en el occidente del país, tiene un régimen hidrológico complementario al de las otras tres centrales principales, situadas en la vertiente oriental o amazónica.

El Tabla 6.1. muestra el precio de la energía en US\$/Mwh de las empresas Hidroeléctricas

Empresa	Central	Precio US\$/Mwh	% contratado
HIDROPAUTE	Paute	25,4	100
HIDROAGOYAN	Agoyan	24,37	100
HIDROAGOYAN	Pisayambo	24,37	100
ELECAUSTRO	Todas	24,89	100
EMPRESAS ELECTRICAS	Todas	24,89	100

Tabla 6.1. Precios de energía de Centrales de Generación Hidroeléctrica (US\$/Mwh)

6.1.2 Producción de Energía Térmica.

La disponibilidad de la generación termoeléctrica existente para servicio público es variable y depende de diversos factores, entre ellos: los períodos de mantenimiento, sean estos programados o no, disponibilidad de combustibles, y vida útil de los equipos.

La casi totalidad de los motores de combustión interna tienen más de 20 años de instalación, razón por la cual sus rendimientos y factores de planta son bajos y sus costos variables de producción son altos. Se espera que esta unidades salgan de servicio en forma progresiva durante los años siguientes, sea por obsolescencia o al ser

desplazadas en el mercado por la incorporación de unidades de generación más eficientes.

Las principales empresas térmicas del país se pueden apreciar en el Tabla 6.2. La contribución de las empresas térmicas a la generación eléctrica total es del 36,36%

Empresa	Centrales de Generación Térmica				
	Ubicación	Clase	Pot. Nominal (Mw)	Pot. Efectiva (Mw)	Cantidad
Electroquil	Guayaquil	Turb. Gas	181,00	181,00	1
CATEG-G	Guayaquil	Turb. Gas/Vapor	236,07	205,50	3
Electroguayas	Guayaquil	Turb. Gas/Vapor	407,29	325,00	4
Termoesmeraldas	Esmeraldas	Turb. Vapor	132,50	131,00	1
Termopichincha	Pichincha	Vapor/Gas/MCI	112,50	112,20	3
Elecaastro	Azuay	Mot. Comb. Int.	69,82	64,83	6
Machala Power	Machala	Turb. Gas. Nat	140,00	139,50	1
Intervisa		Turb. Gas	105,00	105,00	1
TOTALES:			1384,18	1264,03	20

Tabla 6.2. Centrales De Generación Térmica

En el artículo 1 del Decreto Ejecutivo No. 575 (RO 130 de 22 de julio de 2003) se encuentran establecidos los precios de venta en los terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL de los derivados de hidrocarburos para el mercado local. Los precios de la energía producida por las generadoras térmicas se pueden apreciar en el Tabla 6.3.

Periodo	TERMO ESMERALDAS	TERMO PICHINCHA	ELECTRO GUAYAS
% contratado	50	75	50
Precios mayo 2005	53,66	95,16	87,16
Precios decreto 575	37,63	69,63	67,07
Precios decreto 1539			39

Tabla 6.3. Precios de energía de Centrales de Generación Térmica (US\$/Mwh).

6.1.3 Producción de energía de otros tipos.

Mediante una Regulación vigente, se incentiva la inversión en plantas de generación basadas en energías renovables no convencionales, como eólica, solar, biomasa y geotérmica, las cuales inclusive pueden recibir financiamiento con recursos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM.

El potencial geotérmico aproximado del Ecuador es de 1.450 millones de toneladas equivalentes de petróleo, siendo los proyectos Tufiño-Chiles-Cerro Negro (Binacional con Colombia), Chachimiro,

Chalupas, Papallacta y Baños de Cuenca, los que mayor interés pueden despertar en los inversionistas privados.

No se tienen estimaciones adecuadas del potencial solar y eólico, pero sí un estudio para las Islas Galápagos, sobre la base del cual en el año 2004 empezó a operar un sistema híbrido en la Isla Floreana; y, en los años siguientes en las demás islas habitadas. Para esos proyectos se cuenta con el apoyo del PNUD y donaciones de países amigos.

6.1.4 Efectos de los Altos Costos de Producción

Con respecto al mercado mayorista, es necesario señalar que la remuneración de acuerdo con el costo marginal busca reflejar el comportamiento de los mercados competitivos, en los cuales el precio es un reflejo del costo marginal. Cuando esto ocurre, la teoría económica indica que el precio resultante es óptimo en el sentido de promover la mejor asignación de recursos al proveer la señal para que nuevos productores ingresen al mercado, una producción eficiente que elabora los productos al mínimo costo posible.

Según los principios del modelo de economía de libre mercado, también conocido como modelo marginalista, los precios de la energía eléctrica que permiten obtener una atractiva rentabilidad, son señales suficientes para motivar la inversión en nuevas centrales de generación. Aunque esta condición ha prevalecido en los últimos años en el MEM, las inversiones privadas en nueva generación son escasas, debido a que el modelo de mercado no da señales de largo plazo al desconocerse la evolución de precios a futuro. En el país no existe un mercado de capitales. Los inversionistas privados o públicos deben buscar el financiamiento de los proyectos en los mercados internacionales.

Adicionalmente, las tarifas no han reflejado los costos reales del servicio eléctrico y las distribuidoras absorben el riesgo de la volatilidad de los precios de la energía, lo que no asegura el equilibrio financiero del Mercado. Es fundamental alcanzar las condiciones que viabilicen su adecuado desempeño, para cuyo propósito se requieren introducir pocos, pero fundamentales, ajustes al modelo, sin que el mismo sea derogado.

Dada la sensibilidad de los precios de los combustibles sobre el precio de la energía, luce razonable la disminución del precio de la

nafta (a 0,66 USD/galón), utilizada para generación eléctrica, con lo cual se lograrían ahorros para la demanda del orden de 4 millones USD anuales. Es importante señalar que esta medida provoca un ahorro de consumo de diesel, combustible que el país debe de importar porque es deficitario en la producción del mismo. En este caso será necesario que la producción de la generación de la unidad que consume ese combustible sea contratada a largo plazo dentro del Mercado Eléctrico Mayorista.

El análisis comparativo entre los precios en el mercado para la demanda y el PRG aprobado por el CONELEC, determinan un déficit efectivo, en el período noviembre 2004 - abril 2005, que alcanzó un valor de 108 millones USD.

6.2 Las Pérdidas de Energía en la Distribución.

En el año 2004, las pérdidas totales de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado y Sistemas No Incorporados, esto es en el conjunto de líneas, subestaciones y redes, de las empresas eléctricas transmisora y distribuidoras, fue del orden de 27,63% respecto de la energía neta producida por el conjunto de centrales generadoras.

En el mismo año, las pérdidas en el Sistema Nacional de Transmisión, de propiedad de TRANSELECTRIC, constituido por líneas y subestaciones, fueron un 3,73 % respecto de la energía total transportada por ese sistema.

En los sistemas de las empresas eléctricas de distribución, conformados por: líneas de subtransmisión, subestaciones, redes, transformadores, acometidas y sistemas de medición para abonados; las pérdidas fueron 23,96% de la energía total disponible en las subestaciones de recepción de los sistemas. Vale anotar que las pérdidas técnicas fueron 10,11%(representan alrededor de US\$ 100 millones); y el resto, 13,85%, (cerca de US\$ 140 millones) correspondió a pérdidas no técnicas o comerciales. La facturación de las empresas distribuidoras a usuario final en el 2004 fue de US\$ 835'700.184,00 de lo cual se recaudó US\$ 728'011.235,14

La energía disponible por las distribuidoras en el 2004 fue 11'705.910,15 MWh de la cual facturaron 8'878.993,15 MWh (8'692.257,12 MWh Clientes Regulados + 186.736,03 Clientes No Regulados) esto es el 76% de la disponible y de esta energía facturada sólo se recuperó el 87,1%.

6.2.1 Pérdidas Técnicas.

Empresa	Disponible (Mwh)	Perdidas Técnicas (Mwh)	Perdidas Técnicas (%)
Ambato	341.419,93	35.268,68	10,33
Azogues	81.707,63	2.908,79	3,56
Bolivar	49.306,94	6.237,33	12,65
Categ-D	3.301.505,32	310.011,35	9,39
Centro Sur	564.617,56	36.022,60	6,38
Cotopaxi	210.947,14	27.929,40	13,24
El Oro	466.516,77	47.538,06	10,19
Esmeraldas	319.213,41	39.518,62	12,38
Galapagos	20.863,12	1.041,07	4,99
Guayas-Los Rios	754.810,11	80.085,35	10,61
Los Rios	226.537,39	25.734,65	11,36
Manabi	871.425,02	119.559,51	13,72
Milagro	347.837,11	31.514,04	9,06
Norte	343.689,48	33.475,36	9,74
Quito	2.790.558,75	284.636,99	10,20
Riobamba	170.712,39	16.268,89	9,53
Sta Elena	282.333,52	22.953,72	8,13
Sto Domingo	274.397,27	21.128,59	7,70
Sucumbios	101.286,35	17.238,94	17,02
Sur	186.224,93	24.097,51	12,94
TOTALES:	11.705.910,14	1.183.169,44	10,11

Tabla 6.4. Pérdidas Técnicas por Empresa Distribuidora en el año 2004

6.2.2 Pérdidas No Técnicas.

Empresa	Disponible (Mwh)	Perdidas No Técnicas (Mwh)	Perdidas No Técnicas (%)
Ambato	341.419,93	14.203,07	4,16
Azogues	81.707,63	2.320,50	2,84
Bolivar	49.306,94	4.767,98	9,67
Categ-D	3.301.505,32	551.351,39	16,70
Centro Sur	564.617,56	12.816,82	2,27
Cotopaxi	210.947,14	9.281,67	4,40
El Oro	466.516,77	91.250,68	19,56
Esmeraldas	319.213,41	55.223,92	17,30
Galapagos	20.863,12	648,84	3,11
Guayas-Los Rios	754.810,11	230.519,01	30,54
Los Rios	226.537,39	39.440,16	17,41
Manabi	871.425,02	192.672,07	22,11
Milagro	347.837,11	109.151,29	31,38
Norte	343.689,48	21.068,17	6,13
Quito	2.790.558,75	145.667,17	5,22
Riobamba	170.712,39	18.061,37	10,58
Sta Elena	282.333,52	67.844,74	24,03
Sto Domingo	274.397,27	33.119,75	12,07
Sucumbios	101.286,35	19.031,71	18,79
Sur	186.224,93	2.830,62	1,52
TOTALES:	11.705.910,14	1.621.270,92	13,85

Tabla 6.5. Perdidas No Técnicas por Empresa Distribuidora en el año 2004

6.2.3 Perdidas Totales.

Empresa	Disponible (Mwh)	Perdidas Tecnicas (Mwh)	Perdidas Tecnicas (%)	Perdidas No Tecnicas (Mwh)	Perdidas No Tecnicas (%)	Perdidas Totales (Mwh)	Perdidas Totales (%)
Ambato	341.419,93	35.268,68	10,33	14.203,07	4,16	49.471,75	14,49
Azogues	81.707,63	2.908,79	3,56	2.320,50	2,84	5.229,29	6,40
Bolivar	49.306,94	6.237,33	12,65	4.767,98	9,67	11.005,31	22,32
Categ-D	3.301.505,32	310.011,35	9,39	551.351,39	16,70	861.362,74	26,09
Centro Sur	564.617,56	36.022,60	6,38	12.816,82	2,27	48.839,42	8,65
Cotopaxi	210.947,14	27.929,40	13,24	9.281,67	4,40	37.211,08	17,64
El Oro	466.516,77	47.538,06	10,19	91.250,68	19,56	138.788,74	29,75
Esmeraldas	319.213,41	39.518,62	12,38	55.223,92	17,30	94.742,54	29,68
Galapagos	20.863,12	1.041,07	4,99	648,84	3,11	1.689,91	8,10
Guayas-Los Rios	754.810,11	80.085,35	10,61	230.519,01	30,54	310.604,36	41,15
Los Rios	226.537,39	25.734,65	11,36	39.440,16	17,41	65.174,81	28,77
Manabi	871.425,02	119.559,51	13,72	192.672,07	22,11	312.231,58	35,83
Milagro	347.837,11	31.514,04	9,06	109.151,29	31,38	140.665,33	40,44
Norte	343.689,48	33.475,36	9,74	21.068,17	6,13	54.543,52	15,87
Quito	2.790.558,75	284.636,99	10,20	145.667,17	5,22	430.304,16	15,42
Riobamba	170.712,39	16.268,89	9,53	18.061,37	10,58	34.330,26	20,11
Sta Elena	282.333,52	22.953,72	8,13	67.844,74	24,03	90.798,46	32,16
Sto Domingo	274.397,27	21.128,59	7,70	33.119,75	12,07	54.248,34	19,77
Sucumbios	101.286,35	17.238,94	17,02	19.031,71	18,79	36.270,64	35,81
Sur	186.224,93	24.097,51	12,94	2.830,62	1,52	26.928,12	14,46
TOTALES:	11.705.910,14	1.183.169,44	10,11	1.621.270,92	13,85	2.804.440,36	23,96

Tabla 6.6. Perdidas Totales por Empresa Distribuidora en el año 2004

6.2.4 Pérdidas Óptimas.

La normativa vigente establece que los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijadas por el CONELEC para cada distribuidor, hasta llegar al 2%, porcentaje máximo aceptable que deberá mantenerse a futuro.

Así mismo, el CONELEC aprobó los niveles de pérdidas no técnicas para cada una de las Empresas Distribuidoras, reconociendo únicamente el 50% de tales pérdidas, como base para la determinación de este componente en los precios a los consumidores.

Por tanto, se deben aplicar acciones en las Empresas concesionarias de transmisión y distribución y en el CENACE, para que las pérdidas de energía disminuyan hasta valores óptimos.

Si la gestión de las empresas de distribución mejorara, esto es en lugar de tener pérdidas del 23,96% que son las que se tuvieron en el 2004 se redujeran a un 11% (6% para las pérdidas técnicas y un 5% para las pérdidas no técnicas o comerciales) como se muestra en la Tabla 6.7. La facturación aumentaría en unos USD 140 millones.

Empresa	Disponible (Mwh)	Perdidas Técnicas (Mwh)	Perdidas Técnicas (%)	Perdidas No Técnicas (Mwh)	Perdidas No Técnicas (%)	Perdidas Totales (Mwh)	Perdidas Totales (%)
Ambato	341.419,93	20.485,20	6,00	14.203,07	4,16	34.688,26	10,16
Azogues	81.707,63	2.908,79	3,56	2.320,50	2,84	5.229,29	6,40
Bolivar	49.306,94	2.958,42	6,00	2.465,35	5,00	5.423,76	11,00
Categ-D	3.301.505,32	198.090,32	6,00	165.075,27	5,00	363.165,59	11,00
Centro Sur	564.617,56	33.877,05	6,00	12.816,82	2,27	46.693,87	8,27
Cotopaxi	210.947,14	12.656,83	6,00	9.281,67	4,40	21.938,50	10,40
El Oro	466.516,77	27.991,01	6,00	23.325,84	5,00	51.316,84	11,00
Esmeraldas	319.213,41	19.152,80	6,00	15.960,67	5,00	35.113,48	11,00
Galapagos	20.863,12	1.041,07	4,99	648,84	3,11	1.689,91	8,10
Guayas-Los Rios	754.810,11	45.288,61	6,00	37.740,51	5,00	83.029,11	11,00
Los Rios	226.537,39	13.592,24	6,00	11.326,87	5,00	24.919,11	11,00
Manabi	871.425,02	52.285,50	6,00	43.571,25	5,00	95.856,75	11,00
Milagro	347.837,11	20.870,23	6,00	17.391,86	5,00	38.262,08	11,00
Norte	343.689,48	20.621,37	6,00	17.184,47	5,00	37.805,84	11,00
Quito	2.790.558,75	167.433,53	6,00	145.667,17	5,22	313.100,69	11,22
Riobamba	170.712,39	10.242,74	6,00	8.535,62	5,00	18.778,36	11,00
Sta Elena	282.333,52	16.940,01	6,00	14.116,68	5,00	31.056,69	11,00
Sto Domingo	274.397,27	16.463,84	6,00	13.719,86	5,00	30.183,70	11,00
Sucumbios	101.286,35	6.077,18	6,00	5.064,32	5,00	11.141,50	11,00
Sur	186.224,93	11.173,50	6,00	2.830,62	1,52	14.004,11	7,52
TOTALES:	11.705.910,14	700.150,22	5,83	563.247,24	4,43	1.263.397,47	10,25

Tabla 6.7. Perdidas Óptimas por Empresa Distribuidora en el primer semestre del 2004

6.3 Fijación de Tarifas.

En los Artículos 53 y 57 de la LRSE, se asigna al CONELEC la facultad de fijar y aprobar los pliegos tarifarios que deben regir para la facturación a los consumidores finales. Las tarifas de transmisión y distribución se fijan y publican anualmente. Entran en vigencia el 30 de octubre de cada año.

Las tarifas incorporadas a estos pliegos tarifarios deben cubrir:

- a) Los precios referenciales de generación (PRG);
- b) Los costos medios del sistema de transmisión (CMT); y,
- c) Los valores agregados de distribución (VAD).

Para la fijación de los pliegos tarifarios se consideran los siguientes conceptos:

VALORES	Aprobado Oct - 03 (Ctvs. USD/Kwh)	Aprobado Mar - 04 (Ctvs. USD/Kwh)
Precio Referencial de Generacion, PRG	4,63	4,17
Costo Medio de Transmision, CMT	0,71	0,71
Valor Agregado de Distribucion, VAD	3,82	3,82
Costo Medio Total	9,16	8,69

Tabla 6.8. Pliego Tarifario

6.3.1 PRG y la compra de Energía Eléctrica

Para la determinación de los precios referenciales de generación (PRG) se utiliza un Modelo de Simulación de la Operación a Mínimo costo, cuyo resultado es aprobado, para un período de 4 años, por el CONELEC, pero está sujeto a revisión anual.

Las variables consideradas en este ejercicio de simulación son:

- Precios internacionales de los combustibles utilizados.
- Estructura del mercado eléctrico.
- Crecimiento del mercado.
- Principales proyectos de generación en curso.

Para el período comprendido entre los años 2002 y 2006, en base al modelo mencionado, el PRG se fijó en US\$ 5.81 ctvos por Kwh., considerando las perspectivas internacionales de los precios de los combustibles, el crecimiento de la demanda de energía y, los

proyectos de generación en curso y que entrarán a operar en este período.

En vista que la Presidencia de la República mediante Decreto Ejecutivo No.1539, fijó el valor referencial del precio del residuo del petróleo en 11 US\$/barril, para la producción de fuel oil para la generación termoeléctrica, a partir del 1 de abril del 2004, el Directorio del CONELEC aprobó un reajuste tarifario con los resultados obtenidos por la reducción del Precio Referencial de Generación a consecuencia de la política gubernamental para la reducción de costos de la electricidad.

La Comisión Interinstitucional del Sector Eléctrico, a través de una Subcomisión conformada para el análisis de alternativas para reducción de la tarifa del servicio eléctrico para los usuarios finales, estableció la necesidad de realizar ajustes a los precios de los combustibles utilizados para la producción de termoelectricidad para conseguir que las tarifas eléctricas se puedan reducir.

Los Precios Referenciales de Generación tuvieron una reducción a 4,633 ctvs. USD/Kwh en octubre del 2003 y a 4,166 ctvs. USD/Kwh. en marzo del 2004.

Con la finalidad de conseguir que el precio de compra de energía por parte de las empresas distribuidoras, sea igual al precio referencial de generación considerado en la tarifa para el usuario final, se ha identificado la necesidad de un reconocimiento directo del Estado, del déficit por compra de energía de las distribuidoras, que se origine como consecuencia de la diferencia del precio referencial de generación reconocido en la tarifa y el precio ponderado de compra en el mercado ocasional y a través de los contratos suscritos por las empresas del Fondo de Solidaridad.

6.3.2 La tarifa a nivel de usuario.

Las tarifas se calculan mediante la aplicación de criterios referentes a empresas eficientes, sobre la base de procedimientos internacionalmente aceptados en mercados similares a aquel para el cual se definen las tarifas y la rentabilidad del capital invertido en el país, la tasa interna de retorno de las empresas distribuidoras y de la empresa de transmisión, la depreciación de los activos, la calidad y la economía del servicio eléctrico a los consumidores finales.

La inestabilidad en el manejo de la tarifa se explica por la periódica acumulación de presiones a nivel de los Productores (cuando la tarifa se congela sin compensación), de los consumidores (cuando los aumentos tarifarios se consideran excesivos) y del Gobierno (cuando otorga Subsidios que se vuelven insostenibles con el tiempo)

En mayo del 2000 se incrementó la tarifa de 2,5 ctvs.USD / Kwh a 4,2 ctvs.USD / Kwh y se puso en marcha un plan de ajuste de 4% mensual con miras a alcanzar los niveles de costo hacia finales del 2003. En abril del 2002 la tarifa aplicada se congeló; en oct 2002 el CONELEC aprobó la tarifa para el periodo Nov 2002- Oct 2003, con aumentos mensuales de 5% a partir de enero del 2003 hasta alcanzar un nivel de 10,38 ctvs.USD / Kwh sin embargo en enero del 2003 se dejó sin efecto y el aumento se redujo a 1,6% mensual. La tarifa objetivo se redujo a 9,16 ctvs.USD / Kwh en oct 2003 y en marzo del 2004 se redujo a 8,69 ctvs.USD / Kwh; tarifa que se mantiene actualmente.

La variación de los costos medios que corresponden a cada distribuidora se aprecian en el Tabla 6.9.

Por tanto, el precio medio nacional resultante de las ventas a clientes regulados debe ser 8,69 ctvs.USD / Kwh. Este precio total es inferior al precio medio de 9,16 ctvs.USD / kwh aprobado en octubre del 2003 y más bajo aún que el precio medio de 10,38 ctvs.USD / Kwh. aprobado en octubre del 2002.

Precio Medio (Ctvs.USD / Kwh)		
Empresa	Aprobado Oct-2003	Aprobado Mar-2004
Ambato	11,32	10,77
Azogues	14,53	14,00
Bolivar	15,34	14,77
Categ-D	8,14	7,57
Centro Sur	10,39	9,88
Cotopaxi	10,45	9,91
El Oro	9,38	8,85
Esmeraldas	9,75	9,21
Galapagos	10,09	11,47
Guayas-Los Rios	9,00	8,45
Los Rios	9,45	8,88
Manabi	9,57	9,00
Milagro	9,16	8,61
Norte	10,61	10,07
Quito	8,75	8,21
Riobamba	11,81	11,28
Sta Elena	10,05	9,51
Sto Domingo	9,06	8,53
Sucumbios	11,94	9,52
Sur	12,98	12,43
TOTAL PROMEDIO:	9,16	8,69

Tabla 6.9. Precio Medio de Energía por Empresa Distribuidora.

6.4 Balance de Potencia y Energía; Políticas a Futuro.

6.4.1 Balance de Potencia

Se deduce que, si entran en operación en las fechas previstas las nuevas centrales generadoras consideradas en este Plan (literal 6.4.3 de este capítulo) y se mantienen en el mercado las que están disponibles, se contaría durante todo el período, con reservas de potencia superiores a la unidad más grande (133 MW) y al 10%.

El problema del sistema eléctrico del país, no es de potencia sino de energía, especialmente en los períodos de estiaje de la vertiente oriental o Amazónica (Octubre - Marzo), pues de ella depende la mayor producción hidroeléctrica.

El balance entre oferta de potencia y demanda máxima de potencia, para los años del período de análisis 2005 - 2014, se presenta en el Tabla 6.10.

DISPONIBILIDAD DE GENERACION						CRECIMIENTO DE LA DEMANDA					
Año	Oferta			Potencia Adicional	Oferta Total Efectiva	MENOR		MEDIO		MAYOR	
	Hidro electrica	Termo electrica	Inter conexion			Demanda	Exc(+) Def(-)	Demanda	Exc(+) Def(-)	Demanda	Exc(+) Def(-)
2004	1.732	1.439	250	138	3.559	2.320	39%	2.356	38%	2.392	37%
2005	1.732	1.439	250	120	3.541	2.386	52%	2.481	49%	2.549	46%
2006	1.732	1.439	250	246	3.667	2.481	46%	2.597	42%	2.688	39%
2007	1.732	1.439	250	516	3.937	2.574	56%	2.714	50%	2.832	45%
2008	1.732	1.439	250	1.031	4.452	2.667	60%	2.833	53%	2.979	46%
2009	1.732	1.439	250	1.031	4.452	2.761	62%	2.954	53%	3.130	46%
2010	1.732	1.439	250	1.031	4.452	2.855	61%	3.077	51%	3.287	42%
2011	1.732	1.439	250	1.118	4.539	2.951	55%	3.204	45%	3.449	35%
2012	1.732	1.439	250	1.118	4.539	3.049	51%	3.324	39%	3.617	29%
2013	1.732	1.439	250	1.118	4.539	3.150	46%	3.468	34%	3.792	23%

Tabla 6.10. Balance de Potencia Activa (MW)

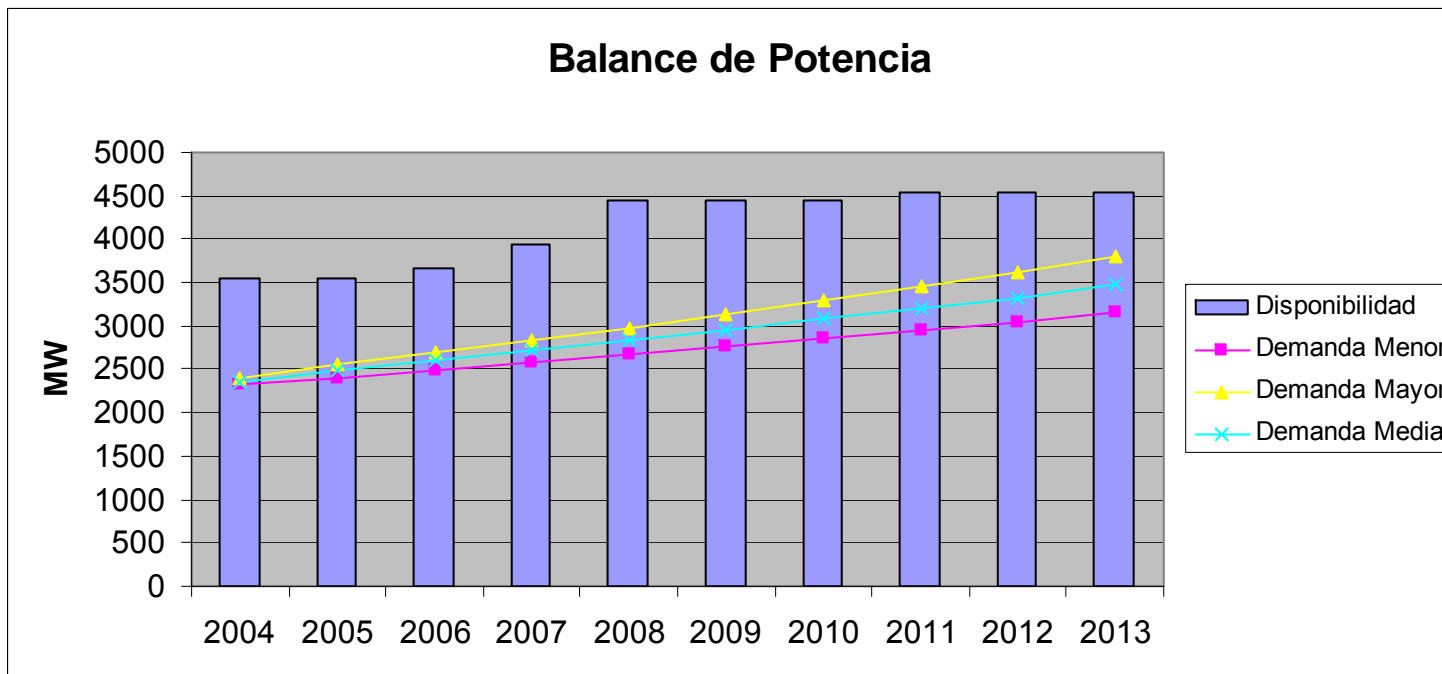


Figura 6.2. Gráfico de Potencia y Demanda para los años 2004-2013

6.4.2 Balance de Energía

En el Tabla 6.11. se presentan las estimaciones de disponibilidad anual de energía activa y la demanda, correspondientes al escenario de: hidrología media, demanda media y disponibilidad normal de unidades, esto es aquellas que durante el 2004 permanecieron usualmente operables. La diferencia entre oferta y demanda se muestra en las últimas columnas, en GWh y en porcentaje, concluyendo que, en este escenario no existiría déficit y las reservas serían superiores al 10% recomendado, según se observa en la figura 6.3.

Año	Disponibilidad Inicial	Oferta adicional	Disponibilidad Total	Demanda	Diferencia o Reserva	Reserva%
2004	18.482	319	18.801	12.970	5.831	45%
2005	18.482	557	19.037	13.728	5.309	39%
2006	18.482	1.272	19.754	14.433	5.321	37%
2007	18.482	2.639	21.121	15.153	5.968	39%
2008	18.482	5.784	23.968	15.885	8.083	51%
2009	18.482	7.492	25.973	16.630	9.343	56%
2010	18.482	7.492	25.993	17.389	8.604	49%
2011	18.482	7.901	26.382	18.172	8.210	45%
2012	18.482	8.102	26.513	18.978	7.535	40%
2013	18.482	8.102	26.513	19.810	6.703	34%

Tabla 6.11. Balance de Energía (GWh)

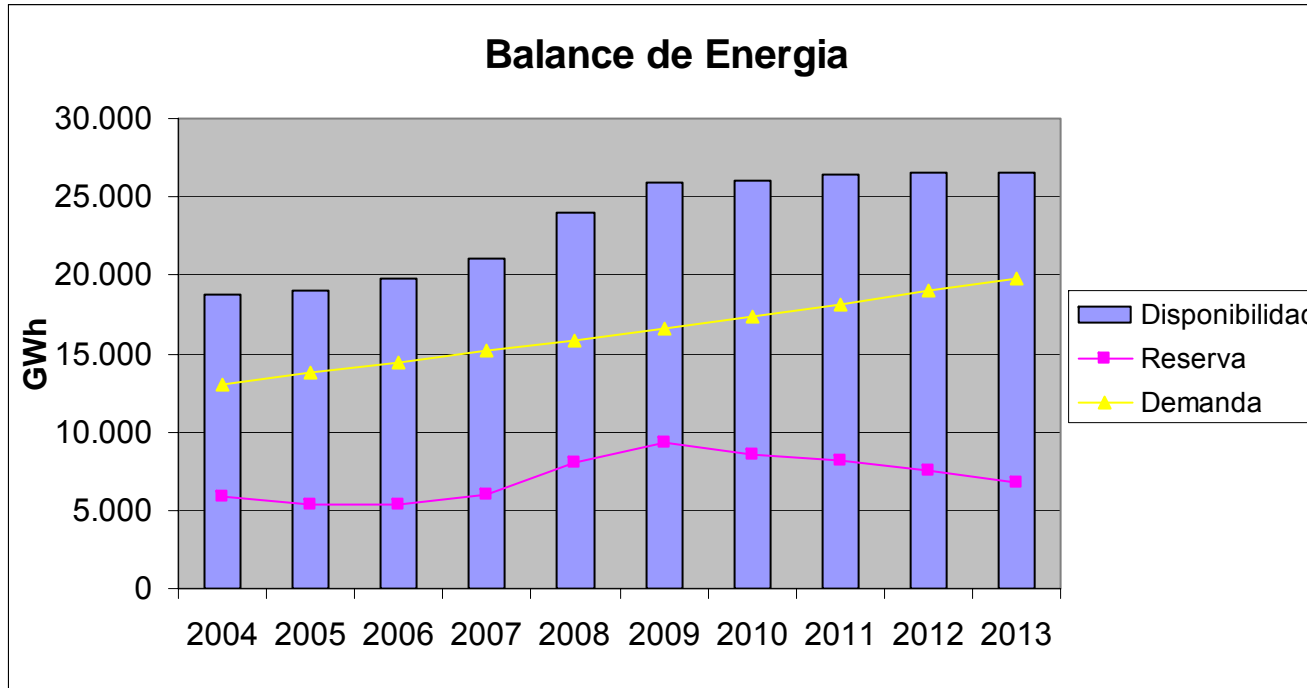


Figura 6.3. Gráfico de Energía Disponibilidad y Demanda para los años 2004-2013

6.4.3 Planes de Expansión

Plan de Expansión 2005 – 2007

En la tabla 6.12. se puede observar los principales proyectos de generación eléctrica que ingresarían en este período.

Proyecto	Capacidad (MW)	Fecha de Ingreso
Interconexión radial Ecuador-Perú	86	ene-05
Sibimbe (H)	15	ago-05
La esperanza	6	oct-05
Poza Honda	3	jun-06
Ocaña (H)	26	dic-06
Termoriente (T)	270	jun-07
2do. Enlace a 230 kV con Colombia	100	ene-07

Tabla 6.12. Proyectos destinados a operar en el periodo 2005-2007

Se han considerado también los aportes de generación adicional para el análisis de impacto sobre las reservas energéticas.

Expansión 2008 en adelante

Se espera que a partir del año 2008 el país pueda contar con los proyectos que se muestran en la tabla 6.13

Proyecto	Capacidad (MW)	Fecha de Ingreso
San Francisco	240	ene-08
Mazar	194	dic-08
Machala Power Fase II	95	ago-08
Machala Power Fase III	87	abr-11

Tabla 6.13. Proyectos destinados a operar a partir del 2008.

6.5 La Inversión En La Generación

Según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), el CONELEC promueve la libre competencia en los mercados de producción de la electricidad y los generadores desarrollan su actividad de acuerdo a los reglamentos correspondientes; principalmente: de Concesiones, de Mercado Eléctrico Mayorista, de Garantías; y, de Despacho y Operación del SNI.

Se espera que, por las reservas que dispone el país, los proyectos que aprovechen el potencial hidroeléctrico, el gas y los remanentes finales de las refinerías de petróleo del Ecuador, serán priorizados por la iniciativa privada; especialmente aquellos de pequeña y mediana potencia, por su incidencia en el desarrollo económico, social y tecnológico del país; y, por la mayor facilidad de financiarlos.

Según el Art. 40 de la LRSE, reformado, durante un período de transición hacia la estructuración de mercados competitivos, el Estado Ecuatoriano podrá garantizar el pago al generador que, cumpliendo con los requisitos que prevé la ley, suscriba contratos de compraventa de potencia y energía con empresas distribuidoras en las que el Estado fuere titular de la mayoría del capital accionario con derecho a voto. El Estado queda también facultado para otorgar las contra garantías gubernamentales que fueren necesarias, a

fin de que los generadores puedan acceder a la emisión de garantías, conferidas por organismos multilaterales de crédito o agencias especializadas. El Reglamento de Garantías señala procedimientos sobre este tema.

De conformidad con la LRSE, los Reglamentos y la Regulación respectivos, se incentiva y financia con recursos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM, los proyectos de generación que sean exclusivos para áreas urbano-marginales y rurales; y, especialmente aquellos que aprovechen los recursos energéticos renovables no convencionales. Además, la generación eólica, solar, geotérmica y con biogás, debe ser despachada hasta en un 2% de la potencia nacional, recibiendo pagos a precios que incentivan su desarrollo, según la Regulación 003 / 02.

6.5.1 Mercado regulado de producción de energía.

Normativas

La normativa para conformación del mercado regulado de producción de energía eléctrica deberá incluir, pero no limitarse a los siguientes temas:

- a) Mediante contratos obligatorios de largo plazo, respaldados por garantías de cumplimiento de pago, los distribuidores convienen en pagar en forma mensual la anualidad de las inversiones, los costos de producción y mantenimiento de las centrales que participan en este mercado, durante todo el período de la concesión.

- b) El período de concesión será establecido en el contrato de adjudicación. En general, sería entre 25 y 30 años para proyectos hidroeléctricos y entre 12 y 15 años para proyectos termoeléctricos.

- c) La participación en el mercado regulado de producción de energía, será únicamente resultado de una adjudicación obtenida mediante licitación pública.

- d) Cualquier proyecto de generación registrado en el plan de expansión puede ser ejecutado por iniciativa privada.

- e) El mercado regulado de producción de energía estaría constituido inicialmente por las centrales del Fondo de Solidaridad.

- f) El precio referencial de generación estabilizado anualmente, para el consumidor que no tiene un contrato de largo plazo, será el promedio ponderado del costo marginal de corto plazo del mercado de libre competencia y de los contratos del mercado regulado de producción de energía.

- g) La tarifa no debe estar relacionada con la volatilidad del mercado ocasional eléctrico ni el de combustibles.

- h) La normativa deberá establecer la obligatoriedad de que los generadores suscriban contratos de combustible para estabilizar los precios de la energía.

- i) Las Empresas Distribuidoras deberán contratar el 100% de su demanda. El mercado ocasional servirá para completar los desvíos de previsión.

Características de los contratos

Los contratos de largo plazo para el mercado regulado de producción de energía, deberán estar formulados para reducir los riesgos

originados por el despacho de generación, por la aleatoriedad hidrológica y garantizar el pago pactado en el contrato.

Los siguientes temas deberían ser incluidos en la normativa relacionada con los contratos del mercado regulado de producción de energía:

- a) Los contratos de compra venta de energía con las centrales del mercado regulado se instituyen como obligatorios para todas las Empresas de Distribución, respaldados con garantías mensuales del tipo irrevocable, de cobro inmediato y renovable periódicamente.
- b) Los contratos serían del tipo pague lo demandado y pago fijo pactado. Como este tipo de contrato garantiza la recuperación de las inversiones, incluida la respectiva rentabilidad, las centrales del mercado regulado no reciben remuneración de potencia.
- c) Finalmente, es necesario exigir el cumplimiento de la Decisión CAN 536 con el fin de permitir la libre contratación de energía entre los agentes de Ecuador y Colombia.

6.6 Deudas

6.6.1 Deuda Estado - INECEL

Esta deuda es anterior al año 1999 en que se liquida el INECEL, la cual se origina en subsidios otorgados por el Estado por los siguientes conceptos:

- A los combustibles: diesel oil No. 2 y fuel oil, que son utilizados por las unidades de generación termoeléctrica de INECEL y de las empresas eléctricas públicas o privadas. El monto adeudado, luego de un proceso de compensación de deudas, ascendió a **US\$ 12'143.007,18** por el período comprendido entre junio de 1995 y febrero de 1997.
- Al consumo residencial de hasta 1000 Kwh/mes: subsidio directo a favor de aquellos abonados del sector residencial del servicio de energía eléctrica, cuyos consumos sean de hasta 1000 Kwh/mes.
- Al consumo residencial de hasta 150 Kwh/mes: a partir del 18 de septiembre de 1998, se establece como límite de consumo y por tanto del subsidio, 150 Kwh/mes, en reemplazo de los

1000 Kwh/mes fijados con anterioridad, por lo que se trata de una disminución del consumo objeto del subsidio fijado. El valor de estos subsidios, cortado al 31 de marzo de 1999, ascendió a **US\$ 9'582.671,19**

- Subsidio indirecto (déficit tarifario): está constituido por la diferencia entre el valor de la tarifa objetivo determinada por el CONELEC y la tarifa real cobrada a los usuarios y que es asumida por el Estado en forma de subsidio.

El Estado Ecuatoriano, según Decreto Ejecutivo No. 1311 publicado en el Registro Oficial No. 281 del 9 de marzo del 2001, y que comprendió el período del 1 de abril de 1999 al 30 de noviembre del 2000, asumió un valor que ascendió a **US\$ 279'281.196**; posteriormente, mediante Decreto Ejecutivo No. 2048-A, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 454 del 15 de noviembre del 2001, se reconoció un nuevo subsidio al sector eléctrico por el período comprendido entre el 1 de diciembre del 2000 y el 30 de junio del 2001, éste significó **US\$ 56'576.602**.

Adicionalmente, el Decreto Ejecutivo No. 2403, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 527 del 5 de marzo de 2002,

ratifica la obligación del Estado ecuatoriano de pagar la diferencia de ingresos al sector eléctrico por el déficit tarifario en el período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 31 de diciembre del 2001. En aplicación de este Decreto, el CONELEC, a través de oficio No. DE-02-1787 de 24 de diciembre de 2002, establece y comunica al Ministerio de Economía y Finanzas que el valor a pagar asciende a **US\$ 779'216.372** en cuyo cálculo se ha considerado la tarifa objetivo, de acuerdo a lo establecido en la LRSE.

6.6.2 Deuda INECEL – Estado

El INECEL mantenía deudas con el Estado como resultado de los siguientes conceptos:

- Subrogación de deuda pública externa: el MEF, a nombre de INECEL, realizó abonos a los saldos de los empréstitos internacionales realizados desde 1993 a 1998.
- Pagos del MEF a empresas generadoras a nombre de INECEL: es el caso de la empresa ELECTROQUIL por la venta de energía al SNI

- Compensación de deudas: las empresas distribuidoras se constituyen en acreedoras de algunas entidades del Sector Público, por lo que el MEF asume esos valores y los compensa con otros adeudados por el INECEL al Estado.
- Deuda de INECEL a Petrocomercial: por la compra de combustible, fueron asumidas por el MEF a través de la emisión de deuda interna a favor de la filial de PETROECUADOR.

Por estos conceptos, de acuerdo al Acta No. 15 de “Establecimiento y Reconocimiento de deudas entre el MEF y el INECEL en Proceso de Liquidación”, suscrita el 31 de marzo de 1999, en la que se recogen todos los conceptos adeudados, compensaciones y cruces de deudas anteriores entre los involucrados, se acuerda que el saldo adeudado por el ex Instituto de Electrificación al Estado Ecuatoriano ascendió a **US\$ 118'130.014.**

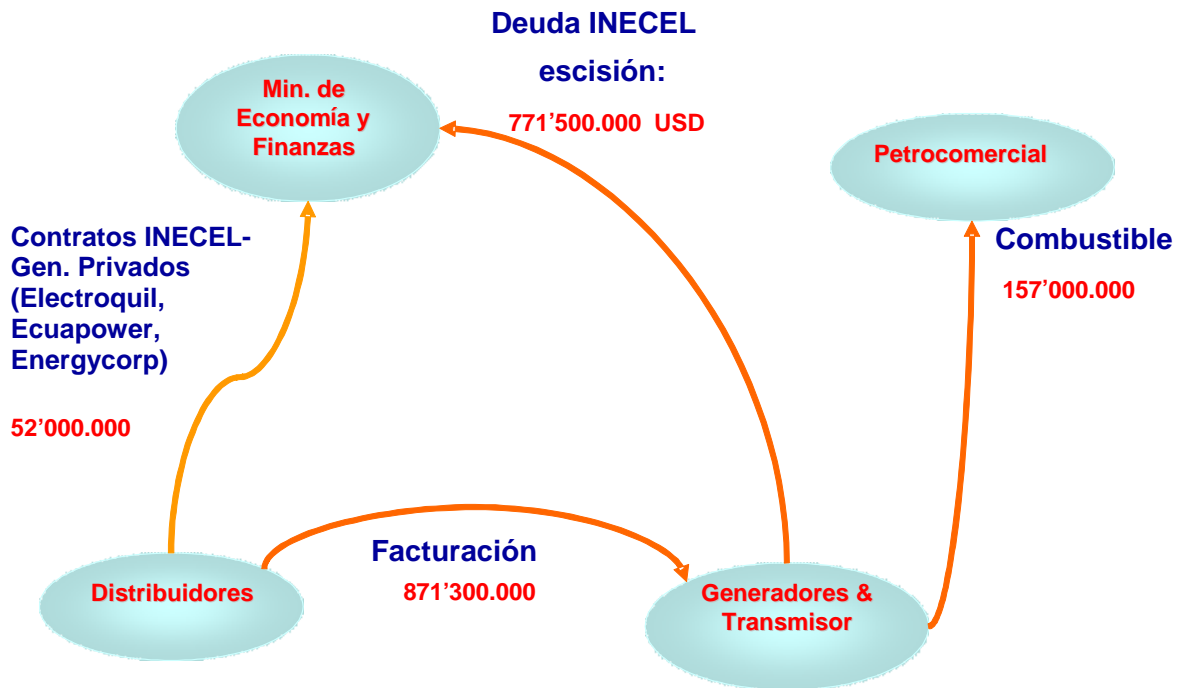


Figura 6.4. Deudas del Sector Eléctrico

Deuda externa

El Art. 1 del Decreto Ejecutivo No. 413, publicado en el Registro Oficial No. 96 de 28 de diciembre de 1998, autorizó al MEF para que a nombre y representación del Estado Ecuatoriano realice las gestiones necesarias para asumir los pasivos del INECEL generados como resultado de convenios de créditos internacionales, por **US\$ 935'426.077**, según consta en el Acta de Conciliación de Cifras, suscrita el 8 de septiembre de 1998.

Sin embargo, el Directorio del INECEL en Proceso de Liquidación, en noviembre de 1998, expidió la Resolución No. 121/98, en la que asigna a las compañías eléctricas de generación y transmisión constituidas, los pasivos originados en los créditos externos contratados por el ex - Instituto, por un monto de US\$ 771'537.174; valor que sería pagado en 28 cuotas semestrales, al 6% de interés anual fijo.

La diferencia, de US\$ 143'462.826 habría sido utilizada como un "Aporte para Futuras Capitalizaciones" de las empresas propiedad del Fondo de Solidaridad, lo cual no ha podido ser confirmado.

EMPRESA	VALOR US\$	%
Hidroagoyan S.A.	81.039.553	10,5
Termopichincha S.A.	12.105.693	1,6
Hidropaute S.A.	399.222.980	51,7
Hidropucara S.A.	48.733.557	6,3
Termica del Guayas S.A.	107.104.243	13,9
Termoesmeraldas S.A.	24.406.045	3,2
Transelectric S.A.	98.925.103	12,8
TOTAL	771.537.174	100

Tabla 6.14. Distribución de la Deuda Externa del Sector Eléctrico, escindido de INECEL (a noviembre de 1998)

6.6.3 Compensación de adeudos

En base a la aplicación del Sistema de Compensación de Adeudos, publicado en el Registro Oficial No. 06 del 19 de febrero de 1997, y de diferentes decretos ejecutivos que autorizan al MEF a asumir ingresos de los distribuidores y compensarlos con deudas de los generadores, así como el Decreto Ejecutivo No. 2403, publicado en el Registro Oficial No. 527 del 5 de marzo de 2002, en el que se autorizó a esa Cartera de Estado a asumir obligaciones por diferencial tarifario que mantienen las entidades y organismos que componen el Gobierno Central con las empresas eléctricas de distribución, el MEF ha establecido que el valor adeudado por esa Cartera de Estado, al 31 de diciembre del 2001, asciende a US\$ 192.7 millones los que, de acuerdo a ese Ministerio, serían compensados con cargo al saldo de la deuda externa de los generadores y del transmisor, que a esa misma fecha y según la misma fuente, fue de US\$ 545'529.864 de capital y US\$ 39'536.217 de intereses, es decir un total de US\$ 585.066.081. Este planteamiento del citado Ministerio se encuentra en proceso de negociación con las empresas distribuidoras.

Descuentos Directos de la Generadoras del Fondo de Solidaridad y Transelectric.

Compensaciones a las Distribuidoras para el período sep-99 a feb-00, sobre la base del Oficio No. PDFS-2000-0388 de 13 de marzo de 2000, cuyo valor es de US\$ 32'489,505.

Compensaciones efectuadas en el periodo ago- sep de 2000, según Oficio No. GGFS-1260 del 29 de septiembre de 2000 del Fondo de Solidaridad, cuyo valor es de US\$ 11'411,575.

Compensaciones realizadas por TRANSELECTRIC

Valor de US\$ 1'061.504.65 para el periodo ago-sep de 2000, cuyos valores están incluidos en la compensación directas de las generadoras del Fondo de Solidaridad.

Descuentos incorporados en los contratos a plazo suscritos entre las generadoras del Fondo de Solidaridad y las Distribuidoras, por US\$ 4'091.000,77, valor que esta considerado dentro de los egresos de las Empresas de Distribución en el MEM.

Compensaciones por Decretos Ejecutivos

Decretos Ejecutivos Nos. 1311 y 2048-A mediante los cuales el Estado Ecuatoriano reconoció a las Distribuidoras como compensación por déficit tarifario los valores de US\$ 279'281.196,00 y US\$ 56'576.602,39 respectivamente.

Convenio No. 104 suscrito con Hidropaute, mediante el cual se compensa a las Empresas Eléctrica de Distribución: Esmeraldas, Quito, Riobamba, Regional del Sur y Milagro la cantidad de US\$ 3'803.246,42.

Disminución de Compensaciones

Con Oficio No. SCP-COFDP-2003-1435 del 10 de septiembre de 2003, la Subsecretaría de Crédito Público solicita al CENACE, por razones de legitimidad, que las Distribuidoras: El Oro, Esmeraldas, Los Ríos, Manabí, y Guayas – Los Ríos seguirán manteniendo una deuda en el MEM de US\$ 26'056,211.79 con la Empresa Generadora Hidronación.

El déficit tarifario de las empresas Distribuidoras, en función de la metodología descrita alcanza la cifra de US\$ 875'414.596,0 (abr99-

oct03) y US\$ 204'470,514.13 (nov03-dic04), total de US\$ 1,079'885,110.0

Considerando la aplicación de los descuentos directos efectuados por las Generadoras del Fondo de Solidaridad y Transelectric y los dos Decretos Ejecutivos 1311 y 2048-A, el déficit faltante a reconocer se reduce a US\$ 517'908,682.83(primer período) y US\$ 204'470,514.13(segundo período) con un total de US\$ 722'379,196.9

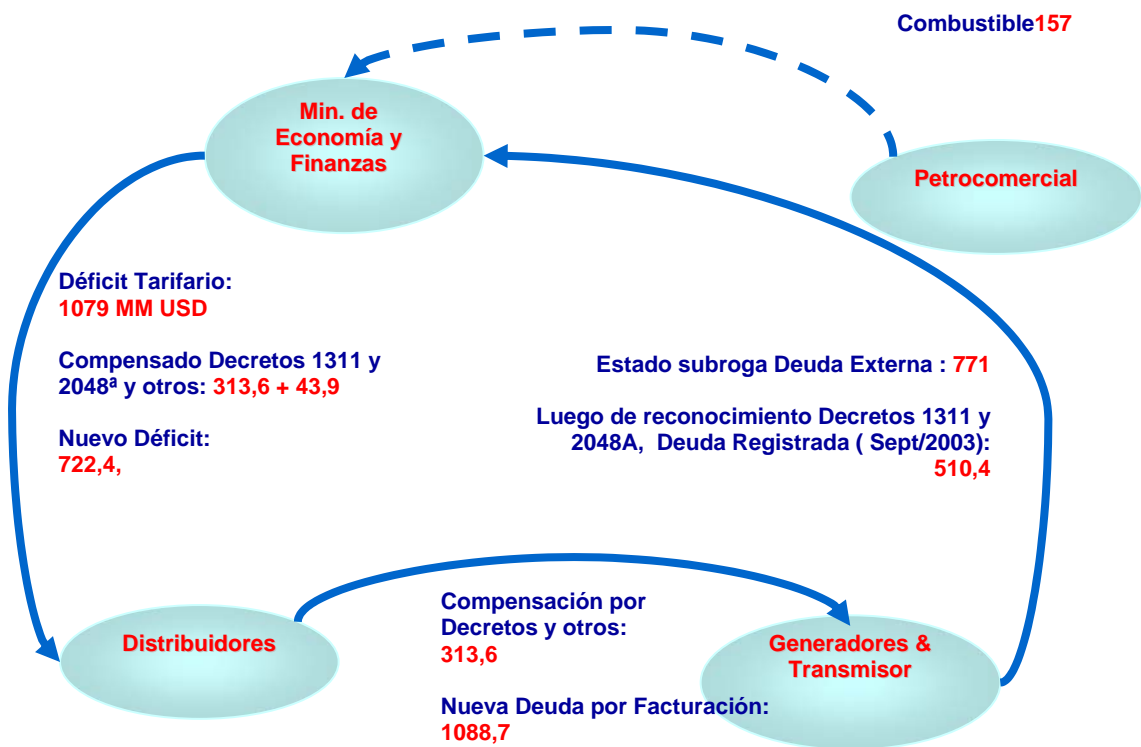


Figura 6.5. Déficit Tarifario y Compensaciones de Adeudos

6.6.4 Deudas de generadoras con Petrocomercial

Las empresas generadoras térmicas adeudan, al 28 de febrero del 2003, US\$ 111.9 millones a la filial de PETROECUADOR, en concepto de compra de combustible. Este valor se desglosa de la siguiente manera:

EMPRESA	VALOR US\$	%
TERMOPICHINCHA	8.197.852,92	7,33
TERMOESMERALDAS	17.738.017,23	15,85
ELECTROGUAYAS	69.129.225,35	61,79
ELECTROQUIL*	16.813.516,15	15,03
TOTAL	111.878.611,65	100

* Empresa de capital Privado

Tabla 6.15 Cartera del Sector Termoeléctrico con PETROCOMERCIAL al 28 de febrero del 2003

*Cabe anotar que Electroquil es una empresa de capital privado, mientras que las restantes son propiedad del Fondo de Solidaridad, por lo que el tratamiento, a la hora de fijar la tasa de interés de mora generada, es diferente. Por esta razón, el análisis se restringe a un valor adeudado de US\$ 95 millones, que constituye el 85% del valor adeudado.

En este sentido y de acuerdo a la información proporcionada por PETROCOMERCIAL, del valor total de US\$ 95 millones, el 52.7%, es decir US\$ 50 millones corresponden a cartera vencida, mientras la diferencia de US\$ 45 millones es considerada cartera por vencer y corresponde al mecanismo de financiación a 90 días que la filial petrolera otorga a las generadoras debido a la naturaleza de sus operaciones (el ciclo de facturación se realiza cada 45 días calendario).

Según la misma fuente, desde octubre del año 2002 se viene negociando la forma de pago de la cartera vencida, sin embargo, han persistido desacuerdos respecto a la tasa de morosidad a ser cobrada por PETROCOMERCIAL; incluso se ha llegado a consultar a la Procuraduría General del Estado, instancia que en dictamen del 28 de noviembre de 2002, autorizó a las partes a negociar una tasa diferente de la establecida por el Banco Central del Ecuador.

A partir de la posesión de las nuevas autoridades del Fondo de Solidaridad (enero 2003), se concretó un acuerdo según el cual este organismo pagará a PETROCOMERCIAL la tasa pasiva referencial indicada por el Banco Central del Ecuador.

CAPÍTULO 7

VII. PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES

7.1 Soluciones en la Producción de energía

- Priorizar por iniciativa privada las reservas que dispone el país, los proyectos que aprovechen el potencial hidroeléctrico, el gas y los remanentes finales de las refinerías de petróleo del Ecuador; especialmente aquellos de pequeña y mediana potencia, por su incidencia en el desarrollo económico, social y tecnológico del país; y, por la mayor facilidad de financiarlos.
- Se debe prever los recursos económicos necesarios para la ejecución de los programas de mantenimiento del parque generador nacional, así como para el normal suministro de los combustibles requeridos en las centrales termoeléctricas.

- Otorgar crédito por parte de Petrocomercial para la compra de combustible a las empresas termoeléctricas.
- Impulsar el desarrollo del gas para la producción de energía eléctrica
- Combinar óptimamente las inversiones térmicas e hidroeléctricas en el Plan de Expansión de Generación.
- Es necesario que CONELEC coordine, desarrolle y defina con los organismos correspondientes de Perú las normas y procedimientos necesarios para viabilizar las transacciones de energía entre los dos países.
- El refuerzo de la interconexión Colombia-Ecuador, con la cual la capacidad de importación aumentaría a 350 MW.
- CONELEC deberá efectuar una revisión integral de los Planes de Expansión de Generación y Transmisión, de forma de garantizar no solamente la cobertura de la demanda de electricidad del país sino conseguir la disminución de los precios de la energía para el consumidor final.

- Implementar por parte del CONELEC el ciclo combinado en las centrales de generación del Fondo de Solidaridad para solucionar el problema de déficit de energía en los próximos años y reducir el déficit tarifario lo que produciría un ahorro promedio de 120 millones de dólares por año, durante el período 2006 a 2015.
- Que CONELEC negocie la entrada en operación de la expansión de Machala Power (94 MW) para el año 2007 y resuelva la situación del proyecto Termoriente (270 MW).
- Realizar las acciones correctivas por parte de las empresas cuyas unidades de generación no presentan la confiabilidad y disponibilidad adecuadas. En el mes de abril de 2005 se encontró alrededor de 500 MW de capacidad de generación indisponible por causas no programadas, situación que puso en riesgo la cobertura de las demandas de potencia y energía del sistema.

7.2 Soluciones en Inversión en la Generación

Las siguientes propuestas de reformas para el Mercado Eléctrico Mayorista, están orientadas a fomentar nuevas inversiones en generación, garantizar el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional en el largo plazo y conseguir el equilibrio financiero del Mercado:

- Fortalecer la alianza entre el sector público y el sector privado, y obtener garantías del Estado para facilitar las nuevas inversiones.
- Establecer por parte del Estado exenciones arancelarias e impositivas, destinadas a reducir los costos de los nuevos proyectos de generación como un mecanismo para incentivar la inversión en proyectos con centrales eficientes, particularmente hidroeléctricas y gas natural.
- El plan de expansión de generación debe ser coordinado por el Estado, sin ninguna limitación para que los inversionistas privados puedan obtener la concesión de cualquier proyecto del plan de expansión, siempre que cumplan con las reglamentaciones establecidas, demuestren el financiamiento y que la construcción será efectivamente ejecutada.

- Creación del Mercado Regulado de Producción de Energía.
- El plan de expansión de generación, los presupuestos referenciales, la licitación, adjudicación y concesión de las nuevas centrales para el mercado regulado de producción de energía, deberán ser completamente transparentes y ampliamente divulgados a la ciudadanía.
- Impulsar el desarrollo y transformación de los proyectos térmicos que utilizarían gas natural importado desde Perú mediante gasoductos hacia Arenillas y/o Guayaquil. De igual manera, incentivar proyectos de exploración de yacimientos gasíferos en territorio ecuatoriano.
- La instalación de centrales de generación en la zona de Arenillas, para la producción de energía utilizando gas natural de Perú, representa un beneficio para la demanda que oscila entre 267 y 400 millones US\$ en los cinco primeros años de operación.
- Desarrollo del proyecto de instalación de Ciclo Combinado en las centrales eléctricas que tienen turbina de gas tipo industrial, pertenecientes a ELECTROGUAYAS, TERMOPICHINCHA Y

CATEG-G, que significará un incremento de generación para el sistema de 109 MW, con una inversión estimada de US\$ 97 millones que se recuperará en menos de un año de operación.

- Impulsar las reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico orientadas a fomentar nuevas inversiones en generación económica de energía eléctrica.

7.3 Soluciones en Distribución

- Aplicar las medidas técnicas y comerciales necesarias, para que cada uno de los elementos de los sistemas de distribución, sea operado y mejorado técnica y económicamente.
- Las empresas concesionarias de distribución deben priorizar la aplicación de acciones legales para evitar el robo de la energía.
- El impacto de los contratos de las empresas de distribución con las empresas de generación térmica del Fondo de Solidaridad deberá establecerse a través de un estudio técnico-económico.
- Se requiere de un proceso de Auditoria de la Gestión Técnica, Económica, Financiera, Comercial y Administrativa de las Empresas Eléctricas, que permita establecer los objetivos y metas que deberían alcanzar las Administraciones y luego ejercer una auditoría de control concurrente.
- Ejecutar un plan nacional de uso eficiente de energía eléctrica y asignar los recursos requeridos para la campaña de ahorro de energía.

- Reconocer en la tarifa, inicialmente, un valor de pérdidas iguales o cercanas a las reales totales que en la actualidad tienen las empresas de distribución, complementándolo con un plan nacional de reducción de pérdidas de energía, de forzosa aplicación, hasta alcanzar valores similares a empresas eficientes.
- La instalación de compensadores sincrónicos o compensadores estáticos de potencia reactiva en las áreas de Guayaquil y Quito.
- Ejecución de la implementación de los centros de control en las Empresas de Distribución, particularmente en las áreas de Quito y Guayaquil donde se encuentran ubicados los mayores centros de consumo del país.
- Usar transformadores y equipos más eficientes
- Instalar condensadores para compensar cargas reactivas.
- Instalar sistemas de medida modernos en subestaciones, alimentadores y otros puntos del sistema, para identificar los subsistemas con mayores pérdidas.

- Utilizar programas informáticos para optimizar las ampliaciones, cambios, mejoras y operación de los sistemas de distribución; así como los procesos de registro de clientes, lectura, facturación y control de robos de energía.
- Realizar campañas de educación y publicidad, para difundir los derechos y obligaciones de los distribuidores y los clientes.

7.4 Soluciones en Tarifas

- Reconocimiento por parte del Estado al déficit por compra de energía de las distribuidoras, que se origine como consecuencia de la diferencia del precio referencial de generación reconocido en la tarifa y el precio ponderado de compra en el mercado ocasional y a través de los contratos suscritos por las empresas del Fondo de Solidaridad.
- Empezar acciones para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de pequeña y mediana capacidad, incorporar el gas como elemento sustitutivo de los combustibles líquidos y licitar la compra de energía eléctrica, en tal forma de configurar una matriz energética que tienda al abastecimiento seguro de energía eléctrica al país y mitigar los precios de generación para conseguir una disminución de las tarifas de electricidad.
- El distribuidor debe tener señales controlables en el PRG.
- El PRG estabilizado anualmente, para el consumidor que no tiene un contrato de largo plazo, será el promedio ponderado del costo

marginal de corto plazo del mercado de libre competencia y de los contratos del mercado regulado de producción de energía.

- Suscripción de contratos de compra-venta de energía entre las empresas distribuidoras y generadoras del Fondo de Solidaridad.
- Fijar precios locales de los combustibles para generación eléctrica en los valores establecidos en el DE 575.
- Extender la aplicación del DE 1539 a todos los generadores que utilizan fuel oil.
- Para definir la tarifa se debe minimizar los efectos de la volatilidad del mercado spot eléctrico y de combustibles.
- Asignar los recursos por parte del Gobierno Nacional para cubrir el déficit tarifario del año 2005, estimado en USD 312 millones.

7.5 Soluciones en Deudas

- Resolver sobre el cierre de cuentas del sector eléctrico que incluye déficit tarifario, deudas en el MEM, deudas de generadoras con el Estado, deudas a Petrocomercial.
- Proceder con el cierre de cuentas, considerando la compensación de adeudos por déficit tarifario, mediante subrogación de la deuda externa de las empresas del Fondo de Solidaridad, lo que permitirá solucionar la deuda por concepto de combustibles de las generadoras a Petrocomercial y disminuir las deudas de las distribuidoras a las generadoras.
- Definir acuerdos de pago a las Empresas Eléctricas por concepto de deudas vencidas.
- Explorar alternativas y acordar mecanismos para asegurar pagos futuros.
- Es fundamental definir el mecanismo de cierre de cuentas con la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El modelo que actualmente rige en el sector eléctrico ecuatoriano es un modelo estándar que ha sido aplicado en diferentes países, y se basa en principios económicos marginalistas.
2. Este modelo no ha podido funcionar en su totalidad porque no se han dado las condiciones básicas que se requieren para su funcionamiento, condiciones como: seguridad jurídica, incentivos económicos y financieros, equilibrio tarifario y eficiencia en la gestión empresarial.
3. En la actualidad se requieren implementar los correctivos necesarios al modelo para hacer viable su aplicación y que permitan su correcto funcionamiento, mediante un conjunto de *“reformas de segunda generación”* que no se aparten de la concepción original del modelo.
4. Las *“reformas de segunda generación”* deberían orientarse a: introducir eficiencia en la gestión de las empresas, una estabilidad regulatoria, un desarrollo sano en lo financiero y económico, y encontrar señales para la

expansión en el largo plazo que fomenten la movilización de capital privado particularmente en nuevas generaciones.

5. Los recursos locales disponibles para producción de energía eléctrica son fundamentalmente los hidroeléctricos y el residuo de la refinación de petróleo.
6. Con el propósito de mantener un adecuado balance, el parque generador ecuatoriano deberá contar con unidades hidroeléctricas, otras que operen mediante combustibles disponibles en el Ecuador y los países vecinos; especialmente gas y residuos de las refinerías de petróleo; y, con enlaces internacionales que permitan aprovechar otros recursos energéticos.
7. El operar con centrales de generación más eficientes, provoca grandes ahorros debido a que se evita el despacho de centrales de operación costosa.
8. Se espera que, por los recursos naturales energéticos que dispone el país, sean priorizados por iniciativa privada los proyectos que aprovechen el potencial hidroeléctrico, el gas y los remanentes finales de las refinerías de petróleo del Ecuador, especialmente aquellos de pequeña y mediana

potencia, por su incidencia en el desarrollo económico, social y tecnológico del país; y, por la mayor facilidad de financiarlos.

9. Impulsar el desarrollo del gas para la producción de energía eléctrica.
10. En la actualidad y a corto plazo el país es dependiente de las interconexiones internacionales con Colombia y Perú
11. Existe alto riesgo de no poder satisfacer la demanda eléctrica del país en el período 2005-2007.
12. El abastecimiento de la demanda en Ecuador es dependiente de la actual interconexión con Colombia.
13. Una interrupción del flujo de energía con Colombia originaría alto riesgo de desabastecimiento en los períodos de estiaje de los años 2006 al 2007.
14. El refuerzo de la interconexión Colombia-Ecuador, con la cual la capacidad de importación aumentaría a 350 MW, es fundamental para disminuir el riesgo de desabastecimiento de energía en el país para el año 2006 e inicios del 2007.

- 15.** Existe una altísima sensibilidad de los precios de la generación, respecto de la hidráulidad y los precios de los combustibles, sujetos a las variaciones del precio internacional.
- 16.** CONELEC debe efectuar una revisión integral de los Planes de Expansión de Generación y Transmisión, de forma de garantizar no solamente la cobertura de la demanda de electricidad del país sino conseguir la disminución de los precios de la energía para el consumidor final.
- 17.** Se debe prever los recursos económicos necesarios para la ejecución de los programas de mantenimiento del parque generador nacional, así como para el normal suministro de los combustibles requeridos en las centrales termoeléctricas, puesto que la situación de abastecimiento de energía eléctrica se agravaría dramáticamente en los períodos de estiaje.
- 18.** La ampliación de la interconexión eléctrica con Colombia, la entrada en operación de la interconexión eléctrica con el Perú y el cumplimiento del plan de expansión de la generación con la ejecución de importantes proyectos de generación hidroeléctrica como San Francisco, Mazar y el proyecto Baba permitirán no solamente cubrir los requerimientos de la

creciente demanda nacional, sino además reducir paulatinamente los costos de la electricidad y por tanto las tarifas al consumidor final.

- 19.** Implementar los ciclos combinados en las empresas del Fondo de Solidaridad como una solución a corto plazo.
- 20.** El Estado debe reconocer un déficit por compra de energía de las distribuidoras, que se origine como consecuencia de la diferencia del PRG reconocido en la tarifa y el precio ponderado de compra en el mercado ocasional y a través de los contratos suscritos por las empresas del Fondo de Solidaridad para conseguir que el precio de compra de energía por parte de las empresas distribuidoras sea igual al precio referencial de generación.
- 21.** La recaudación de las empresas distribuidoras en el 2004 fue de USD 728'011.235,14 mientras que el monto de las facturas emitidas por los generadores, el transmisor y la importación de energía de Colombia para el mismo periodo es de USD 810,83 millones, concluyéndose de que todo el desbalance producido recae totalmente en las Empresas de Distribución, agravándose la situación por la existencia de ineficiencias y altas pérdidas de energía de estas empresas.
- 22.** Resolver la concesión del servicio a la ciudad de Guayaquil.

ANEXO

PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN

PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN

PROYECTOS EN MARCHA.-

Las últimas plantas generadoras que se han incorporado al Sistema Nacional Interconectado han sido: la central termoeléctrica con gas natural, ubicada en Bajo Alto, Cantón El Guabo, Provincia de El Oro, de propiedad de Machala Power Cía. Ltda, cuya primera etapa opera desde fines del año 2002, tiene 2 unidades de 70 MW cada una, y puede producir unos 1131 GWh por año; y, la central hidroeléctrica Perlabí, de la Empresa con igual nombre, que inició la operación comercial el 27 de abril de 2004, con una potencia instalada de 2,78 MW y una energía media estimada anual de 15,2 GWh.

Desde marzo del 2003, se cuenta con un sistema de interconexión en 230 Kv, entre Pasto (Colombia) y Quito (Ecuador), que tiene una capacidad máxima de 250 MW y puede transportar unos 1 745 GWh cada año. Se considera ese sistema como un generador virtual en la frontera, que puede entregar energía a uno u otro país.

Las Empresas Termopichincha S.A. e Intervisa Trade S.A., recibieron permisos temporales del CONELEC, para operar entre octubre de 2003 y febrero de 2004, las unidades generadoras montadas sobre las barcazas Power Barge I (30 MW) y Victoria II (105 MW), respectivamente. El Directorio

del CONELEC autorizó nuevamente la operación temporal de la barcaza Victoria II de Intervisa Trade. Se está tramitando el permiso de operación de la barcaza de 30 MW antes citada y de otra unidad generadora sobre la barcaza Power Barge II (50 MW), por parte de la empresa Ulysseas Incorporated.

A continuación se detallan los proyectos de generación que están en proceso de ejecución, una vez que las respectivas empresas han suscrito con el CONELEC los contratos de concesión o permiso.

- a) El 27 de febrero de 2004, Hidropastaza S.A. inició la construcción de la central hidroeléctrica San Francisco, localizada en la parte oriental de la provincia del Tungurahua, la misma que tendrá una potencia de 230 MW y una producción anual estimada de 1403 GWh.
- b) En el 2005 Transelectric S.A. de Ecuador y REP S.A. de Perú, deben tener lista la primera etapa del sistema de interconexión en 230 kV Zorritos – Machala, que se considera también como un generador virtual. Esa primera etapa permitirá importar hasta 93 MW y 487 GWh / año, en forma radial, para el sistema de la Empresa Eléctrica El Oro. Se están realizando los estudios necesarios, para determinar la mejor alternativa a fin de ejecutar cuanto antes las etapas siguientes,

para que los sistemas nacionales de Ecuador y Perú operen conectados permanentemente.

- c) La Empresa Hidalgo & Hidalgo S.A. debe terminar la construcción de la central hidroeléctrica Sibimbe, de 15,2 MW, que podría generar unos 107 GWh anuales.
- d) El Centro de Rehabilitación de Manabí (CRM), debe concluir, según el contrato de concesión, las centrales hidroeléctricas Poza Honda y La Esperanza, de 3 y 6 MW, respectivamente, las cuales podrían producir aprox. 16 y 19 GWh anuales, en su orden. Actualmente se encuentra en construcción la central La Esperanza. El Directorio del CONELEC aprobó la cesión de derechos a favor de Manageneración S.A.
- e) La compañía Termoriente Cía. Ltda., según el contrato de concesión, debe instalar en Shushufindi, junto a la Refinería Amazonas, una central generadora, que utilizará crudo reducido de esa refinería, con 22 motores a combustión y generadores de 14,46 MW cada uno, que permitirían tener algunas unidades en mantenimiento, pues la potencia concesionada es de 270 MW.
- f) Hidropaute S.A., como concesionaria del proyecto hidroeléctrico Paute - Mazar, debe poner a funcionar la planta de 190 MW que podrá

producir una energía media de 744 GWh/año; pero adicionalmente afirmará la generación en la Central Paute - Molino, ubicada aguas abajo; y, retendrá buena parte de los sedimentos que actualmente llegan al embalse de esta central. Se encuentra en construcción la vía de acceso al sitio del proyecto. Hidropaute S.A. continúa con el proceso de contratación de la gerencia y la construcción de la central y obras complementarias.

- g) Con Machala Power Cía. Ltda. se firmó el contrato de concesión para que construya y opere, en 3 etapas, una central generadora de 312 MW en Bajo Alto, usando el gas del Golfo de Guayaquil, concesionado a su compañía matriz, EDC. La primera etapa, de 130 MW, está ya operando y la empresa tiene prevista la construcción de las dos etapas posteriores.
- h) Elecaastro S.A. tiene la obligación contractual de construir hasta la central hidroeléctrica Ocaña, de 26 MW, la cual podría generar unos 192 GWh / año.
- i) En las islas habitadas del Archipiélago de Colón o Galápagos, se instalarán equipos para generación eólica y fotovoltaica, que sumarán

una potencia de 5,7 MW. En la Isla Floreana empezó a funcionar un sistema fotovoltaico con una potencia de 18 000 Wp.

- j) En el campo de la generación renovable no convencional, vale destacar el proyecto San Carlos, presentado por la Sociedad Agrícola e Industrial del mismo nombre, con una capacidad de generación de 35 MW, utilizando como combustible el bagazo de caña.

- k) Existen algunas centrales generadoras de pequeña y mediana potencia, recientemente construidas y en construcción, por parte de compañías, especialmente petroleras, que serán utilizadas fundamentalmente para autoconsumo, por lo cual no se consideran para suministro al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); entre éstas se mencionan las centrales autogeneradores de Petroproducción (44 MW), OCP (19,6 MW), Repsol YPF Bloque 16 (36 MW), OXY (24,5 MW) y Perenco (20 MW).

Cualquier otro proyecto de generación diferente de los citados, no se desarrollará por licitación sino estará sujeto a la iniciativa privada, mediante las figuras de: "Permiso" si es de hasta 50 MW o de "Concesión Específica" si es mayor a 50 MW, según lo establecido en el Reglamento de Concesiones.

BIBLIOGRAFIA

1. **LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO (LRSE)**
2. **CENACE.** PROPUESTAS DE SOLUCIÓN AL ESTADO FINANCIERO DEL SECTOR ELÉCTRICO. Septiembre del 2004
3. **CENACE.** VISION GENERAL DE LA PROBLEMÁTICA Y SUS SOLUCIONES. Septiembre del 2004
4. **CENACE.** SOLUCIONES A LA PROBLEMÁTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO. Septiembre del 2004
5. **CENACE.** AJUSTES EN EL MODELO DEL MERCADO. Septiembre del 2004
6. **CENACE.** EL MODELO DE MERCADO: PROPUESTA DE REFORMAS. Loja 23 de Septiembre del 2004

- 7. CENACE.** SOLUCIONES A LA PROBLEMÁTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO. Agosto del 2004
- 8. CENACE.** EQUILIBRIO FINANCIERO DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO Y FOMENTO DE INVERSIONES EN NUEVA GENERACIÓN. Agosto del 2004
- 9. CENACE.** PLAN DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE 2004 – SEPTIEMBRE 2005.
- 10. CENACE.** RESERVAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE ECUADOR PERIODO 2004 – 2007.
- 11. CENACE.** FORO “EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO: PROPUESTA DE SOLUCIONES”. Junio del 2005
- 12. CENACE.** DEUDAS DEL SECTOR ELÉCTRICO Y CIERRE DE CUENTAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, Quito, 2 de junio 2005.

13.CENACE. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES EN LA REGIÓN ANDINA: EXPERIENCIAS, SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS. Quito junio del 2005.

14.CENACE. PROBLEMÁTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO: SOLUCIONES DE CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZOS Mayo del 2005.

15.CENACE - ISA (Colombia): RESULTADOS ESTUDIOS REFUERZO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – ECUADOR. Medellín, marzo 30 de 2004.

16.CONELEC. ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO: RESUMEN DEL PRIMER SEMESTRE DEL 2004, septiembre del 2004.

17.CONELEC. PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN 2004 – 2013, Julio 2004.

18.NEIRA ERIC Y RAMOS EDGAR. DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, Julio 2003.

19.SAAVEDRA MERA JUAN. “Mercado Eléctrico Mayorista” (Tópico de Graduación, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2004).

20.LECAROS FERNANDO. “Expectativas Realidad y Futuro del Sector Eléctrico Ecuatoriano: Estrategias de Desarrollo”. Febrero 2004.

21.LEON CASTRO EDUARDO. “Plan Para Mejorar el Sector Eléctrico del País”, Folleto de Seminario, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Enero 2003.

22.PAGINAS WEB:

www.ecuacier.org.ec

www.cenace.gov.ec

www.conelec.org