



CIB-ESPOL

621.310.
MOR
p. 2

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y
COMPUTACIÓN**

**“ANÁLISIS Y PROPUESTA DE REFORMA DE LA ESTRUCTURA Y
PLIEGO TARIFARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO, SUSTENTADO EN LA
LEGISLACIÓN VIGENTE Y LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ECUADOR”**

TESIS DE GRADO

Previa la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
(ESPECIALIZACIÓN POTENCIA)**

Presentada por:

John Mayo Moreno Faubla



CIB-ESPOL

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO

2005



CIB-ESPOL

AGRADECIMIENTO



CIB-ESPOL

A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo, especialmente al Ing. Juan Rodríguez por su invaluable y desinteresada ayuda y al Ing. Leo Salomón Fash, Director del presente trabajo.

DEDICATORIA



CIB-ESPOL

A mis padres: Ing. John Moreno
Barrezueta y Leyda Faubla Mora.

A mi hermana Abg. Katuska
Moreno Faubla.

A mi hija Nathalie Michelle Moreno
Ortega.

A mi ex esposa Lorena Ortega
Viteri.

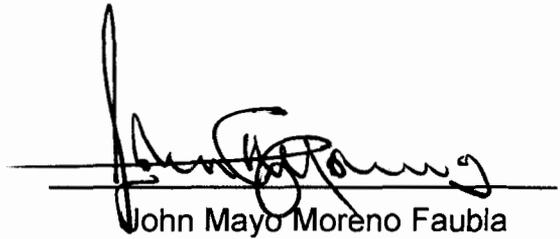
DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este tópico, me corresponden exclusivamente; y al patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

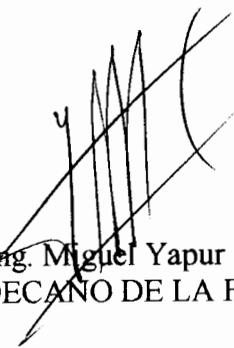


CIB-ESPOL



John Mayo Moreno Faubla

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



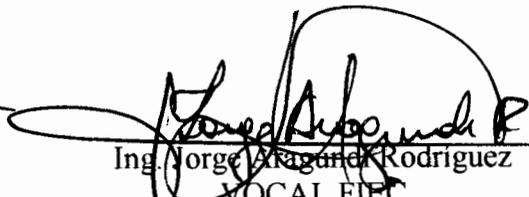
Ing. Miguel Yapur
SUBDECANO DE LA FIEC



Ing. Leo Salomón
DIRECTOR DE TESIS



Dr. Cristóbal Mera Gencon
VOCAL FIEC



Ing. Jorge Aragón Rodríguez
VOCAL FIEC



CIB-ESPOL

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	I
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
ABREVIATURAS.....	IX
GLOSARIO.....	X
INTRODUCCIÓN.....	XX

CAPÍTULO 1

Características del Sector Eléctrico



1.1 Generación eléctrica.....	10
1.1.1 Fuentes de energía utilizadas.....	11
1.1.1.1 Fuentes de energía renovables.....	12
1.1.1.1.1 Energía hidráulica.....	12
1.1.1.1.2 Energía solar.....	13
1.1.1.1.3 Energía eólica.....	15
1.1.1.1.4 Energía de biomasa.....	17
1.1.1.1.5 Energía mareomotriz.....	18
1.1.1.2 Fuentes de energía no renovables.....	20
1.1.2 Generación termoeléctrica.....	24
1.1.3 Generación hidroeléctrica.....	25
1.1.3.1 Hidraulicidad de las fuentes de centrales en servicio.....	26
1.1.3.2 Manejo hídrico de la cuenca del Guayas.....	30
1.1.3.3 Futuros aprovechamientos hídricos.....	32
1.2 Usos de la energía eléctrica.....	36
1.2.1 A nivel global.....	36
1.2.2 A nivel zonal.....	37
1.2.3 A nivel sectorial.....	39
1.2.3.1 Sector residencial.....	39
1.2.3.2 Sector productivo y de servicios.....	42
1.3 Esquema organizacional.....	44
1.3.1 Las empresas eléctricas.....	45
1.3.2 Grandes consumidores.....	52

CAPÍTULO 2

Marco Legal

54

2.1 Constitución Política del Ecuador.....	57
2.2 Ley de Régimen del Sector Eléctrico.....	58
2.3 Cargos a los sectores productivos.....	84
2.4 Reglamentos subordinados.....	87
2.4.1 Reglamento sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.....	87
2.4.2 Reglamento de suministro del servicio de electricidad.....	92
2.4.3 Reglamento para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución.....	95
2.4.4 Reglamento ambiental para actividades eléctricas.....	96
2.4.5 Reglamento sobre el control de abusos de posiciones monopólicas en las actividades del sector eléctrico.....	98
2.4.6 Codificación del reglamento de tarifas eléctricas.....	103
2.4.7 Reglamento de garantías de pago de los contratos de compra venta de potencia y energía.....	119
2.4.8 Reglamento para transacciones internacionales de electricidad.....	120
2.4.9 Reglamento sustitutivo al reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.....	121
2.4.10 Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica.....	126
2.4.11 Reglamento para la administración del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM.....	132
2.4.12 Reglamento de despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado.....	133
2.5 Regulaciones.....	137
2.5.1 Administración transitoria de las transacciones en el Sistema Nacional Interconectado.....	137
2.5.2 Reducción anual de pérdidas no técnicas en las empresas de distribución.....	139
2.5.3 Criterios para remunerar a generadores hidroeléctricos durante pruebas y operación experimental.....	140
2.5.4 Criterios para remunerar a generadores termoeléctricos durante pruebas y operación experimental.....	142
2.5.5 Administración técnica y operativa del sistema de transmisión.....	143
2.5.6 Restricciones e inflexibilidades operativas.....	144
2.5.7 Declaración de costos de arranque parada de unidades turbo vapor.....	145
2.5.8 Procedimientos de despacho y operación.....	146

2.5.9 Procedimientos del mercado eléctrico mayorista.....	148
2.5.10 Índices de gestión para elaboración de pliegos tarifarios.....	149
2.5.11 Calidad del servicio eléctrico de distribución.....	152
2.5.12 Póliza de seguro por daños a terceros.....	154
2.5.13 Participación de los autoprodutores con sus excedentes de generación.....	154
2.5.14 Determinación de las aportaciones imputables a nuevos consumidores.....	156
2.5.15 Transacciones de potencia reactiva en el MEM.....	158
2.5.16 Requisitos para la calificación de los comercializadores de energía.....	160
2.5.17 Aplicación de la disposición transitoria segunda del Reglamento para el Funcionamiento del MEM reformada mediante Decreto Ejecutivo No. 2233.....	161
2.5.18 Declaración de costos variables de producción.....	162
2.5.19 Sistemas de medición comercial para los agentes del MEM.....	163
2.5.20 Requisitos para la calificación de grandes consumidores.....	164
2.5.21 Modelo de planilla para el servicio eléctrico.....	166
2.5.22 Desarrollo de las transacciones internacionales de electricidad.....	168
2.5.23 Cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición.....	171
2.5.24 Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales.....	173
2.5.25 Operación del sistema nacional interconectado en condiciones de déficit de generación.....	177
2.6 Aplicación de la Ley de Compañías al Sector Eléctrico.....	179

CAPÍTULO 3

Aspectos Económicos

3.1 Costo de oportunidad.....	186
3.2 Costos sociales de producción.....	187
3.3 Cálculo de costo marginal.....	191
3.4 Análisis de costos.....	192
3.4.1 Isocuanta.....	192
3.4.2 Isocosto.....	193
3.4.3 Producción, producto y productividad.....	193



CIB-ESPOL

3.4.4 Ley de los rendimientos decrecientes.....	195
3.4.5 Costos fijos, variables y costo total.....	197
3.4.6 Costo medio y costo marginal.....	202
3.4.7 Ingreso total, medio y marginal.....	206
3.4.8 Relación entre costo marginal e ingreso marginal.....	209
3.5 Costos de generación eléctrica.....	210
3.6 Mercado eléctrico mayorista.....	215
3.7 Costos de transmisión y distribución de energía eléctrica.....	225
3.8 Costos y efectos del racionamiento de energía eléctrica.....	226
3.8.1 Costo directo a corto plazo.....	231
3.8.2 Costo directo a largo plazo.....	232
3.8.3 Costos indirectos.....	232
3.9 Valor agregado de distribución.....	233
3.9.1 Eficiencia productiva.....	243
3.9.2 Metodología para mejoramiento de eficiencia productiva.....	244
3.9.3 Alumbrado público.....	246
3.9.4 Recaudación de facturas.....	249
3.9.5 Perdidas de energía eléctrica.....	253
3.9.5.1 Perdidas técnicas.....	259
3.9.5.2 Perdidas negras.....	261
3.10 Inversión en el sector eléctrico.....	265
3.10.1 Comportamiento de sistema de potencia.....	268
3.10.2 Estabilidad política.....	270
3.10.2.1 Llegada del Dólar, salida del Sucre.....	272
3.10.2.2 Migración.....	274
3.10.2.3 Corrupción.....	275
3.11 Privatización del sector eléctrico.....	279
CAPÍTULO 4	
Tarifas Eléctricas	283
4.1 Clases sociales del Ecuador.....	284
4.2 Estándar de vida de la población ecuatoriana.....	286
4.3 Rentabilidad de las empresas eléctricas.....	288
4.4 Estímulo al sector social.....	294
4.5 Subsidio eléctrico.....	295
4.6 Optimización del sector eléctrico.....	297
4.7 Comercialización de la energía eléctrica.....	299
4.8 Marginalismo eléctrico.....	301
4.9 Tarifa eléctrica.....	303
4.9.1 Ambiente de competencia.....	303
4.9.2 Tarifa política.....	307

4.9.3 Tarifa diferenciada.....	312
4.9.4 Tarifa binomia.....	313
4.10 Estructura tarifaria.....	315
4.10.1 Tipos de estructuras de precio de energía eléctrica.....	315
4.10.2 Características de la carga.....	324
4.11 Estructura y pliego tarifario actual del Ecuador.....	332
4.12 Propuesta de nueva estructura y pliego tarifario.....	334
4.12.1 Acciones a ser realizadas por el Estado.....	335
4.12.2 Reforma al marco legal.....	338
4.12.3 Reestructuración a la facturación de alumbrado público.....	342
4.12.4 Reestructuración de empresas eléctricas.....	347
4.12.5 Proceso de transición.....	350
4.12.6 Principio tarifario.....	352
4.12.7 Tipo de estructura tarifaria.....	368
4.12.8 Nuevo pliego tarifario.....	370
4.12.8.1 Incentivo al consumo de energía eléctrica.....	378
4.12.8.2 Alumbrado público.....	378
4.12.8.3 Otros valores.....	379
4.12.8.4 Costo de comercialización.....	379
CONCLUSIONES.....	380
RECOMENDACIONES.....	385
ANEXOS	
BIBLIOGRAFÍA	

ÍNDICE DE FIGURAS



Figura 1.1	Resultados del VI censo de población y vivienda.....	CIB-ESPOL	1
Figura 1.2	Estructura del sector eléctrico nacional.....		3
Figura 1.3	Disponibilidad de energía hidroeléctrica a nivel nacional.....		27
Figura 1.4	Hábitos de consumo del sector residencial.....		41
Figura 1.5	Uso de la energía eléctrica en el sector industrial.....		43
Figura 3.1	Ejemplo de costo fijo y variable vs. Ingreso.....		199
Figura 3.2	Ingreso menor que costo fijo y variable.....		199
Figura 3.3	Costo variable mayor que ingreso.....		200
Figura 3.4	Comparación gráfica entre costos y unidades producidas.....		201
Figura 3.5	Comparación costo medio y marginal versus unidades producidas.....		206
Figura 3.6	Comparación ingresos vs. Beneficios.....		208
Figura 3.7	Producción energética (MWH).....		221
Figura 3.8	Máximo valor de demanda de potencia (MW).....		221
Figura 3.9	Precio marginal diario promedio (c/KWH).....		222
Figura 3.10	Importación de energía desde Colombia (MWH).....		223
Figura 3.11	Nivel de corrupción del Ecuador vs. Países latinoamericanos AÑO 2004.....		277
Figura 3.12	Corrupción en Ecuador año 2001 vs. 2004.....		278
Figura 3.13	Sitios afectados por la corrupción año 2.001 vs. 2.004..		279
Figura 4.1	Rentabilidad sobre la inversión Empresa Eléctrica Quito S.A.....		290
Figura 4.2	Precios internacionales de energía eléctrica año 2.003.....		317
Figura 4.3	Consumo de energía eléctrica en Latinoamérica sector residencial.....		318
Figura 4.4	Consumo de energía eléctrica en Latinoamérica sector industrial.....		318
Figura 4.5	Comparación de los precios internacionales de energía eléctrica 2.003.....		322
Figura 4.6	Cargos al sector productivo en la planilla año 2.003.....		324
Figura 4.7	Curva de carga diaria típica del S.N.I.....		327
Figura 4.8	Proyección consumo de energía hasta el año 2.011.....		330
Figura 4.9	Ejemplo de distribución de cantones y usuarios de área de concesión.....		344

Figura 4.10	Redistribución de las empresas eléctricas.....	348
Figura 4.11	Ejemplo de distribución de región de nueva empresa eléctrica.....	349
Figura 4.12	Porcentajes de disminución de pérdidas eléctricas en el tiempo.....	351
Figura 4.13	Ejemplo de división de región a fin de calcular el VAD.....	359
Figura 4.14	Posible división de subsectores de las ciudades de Guayaquil y Quito.....	360
Figura 4.15	Ejemplo de cómo clasificar las empresas eléctricas en sectores típicos de distribución.....	363

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I	Generación existente en Ecuador.....	11
Tabla II	Generación térmica en Ecuador.....	24
Tabla III	Energía mensual de centrales hidroeléctricas en Ecuador.....	29
Tabla IV	Total de usuarios regulados.....	37
Tabla V	Usuarios regulados por sector geográfico.....	38
Tabla VI	Clasificación de los usuarios residenciales.....	40
Tabla VII	Hábitos de consumo del sector residencial.....	41
Tabla VIII	Indicadores internacionales de referencia de sistemas eléctricos.....	49
Tabla IX	Principales grandes consumidores.....	53
Tabla X	Índices de gestión para gastos de operación y mantenimiento.....	151
Tabla XI	Variación de voltaje permitido.....	153
Tabla XII	Precio de la energía eléctrica proveniente de energéticos renovable.....	176
Tabla XIII	Ejemplo de costos por unidades producidas.....	201
Tabla XIV	Valores de costos vs. Unidades producidas.....	205
Tabla XV	Valores de ingreso por ventas y costo de producción....	207
Tabla XVI	Inversión social y servicio de la deuda en relación al PIB en porcentaje.....	286
Tabla XVII	Distribuidoras de la costa, total de patrimonio vs. Pérdidas.....	293
Tabla XVIII	Consumo de energía eléctrica en Latinoamérica.....	316
Tabla XIX	Estructura de precios de energía en Latinoamérica.....	319
Tabla XX	Precio energía eléctrica Ecuador año 2.001.....	321
Tabla XXI	Datos de curva diaria típica de carga.....	326
Tabla XXII	Proyección del consumo de energía eléctrica (GWH)...	329
Tabla XXIII	Proyección de los consumidores del servicio eléctrico...	331
Tabla XXIV	Clasificación de sistemas de distribución.....	361
Tabla XXV	Indicadores para clasificación de sistema de distribución.....	362
Tabla XXVI	Valores de variables para clasificación de sectores, República de Perú.....	364

ABREVIATURAS

DE	Decreto ejecutivo
KM	Kilómetro
KVA	Kilo voltio amperio
KW	Kilovatio
KWH	Kilovatio hora
MVA	Mega voltio amperio
MW	Megavatio
MWH	Megavatio hora
PRG	Precio referencial de generación
RO	Registro oficial
ROS	Registro oficial suplemento
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión



CIB-ESPOL

GLOSARIO

- Acometida:** Instalación comprendida entre el punto de entrega de la electricidad al consumidor y la red pública del distribuidor.
- Alta tensión:** Nivel de voltaje superior a 40 KV y asociado con la subtransmisión.
- Acuerdos restrictivos de la competencia:** Acuerdo explícito o implícito entre generadores de energía o, entre distribuidores o, entre un distribuidor y un generador o, entre el transmisor y un generador de energía, que tenga como efecto la limitación de la competencia o afecten la transparencia en las transacciones.
- Auto productor:** Productor independiente de electricidad que produce energía eléctrica para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del mercado eléctrico mayorista a través del sistema nacional interconectado.
- Baja tensión:** Instalaciones y equipos del Sistema del Distribuidor que operan a voltajes inferiores a los 600 voltios.
- Caso Fortuito:** De conformidad con lo establecido en el artículo 30 del Código Civil es la acción de las fuerzas de la naturaleza que no hayan podido preverse o que previstas no hayan podido ser evitadas.

- Categoría residencial:** Servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar. También se incluye a los consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.
- Categoría general:** Servicio eléctrico destinado a los consumidores en actividades diferentes a la categoría residencial; básicamente comprende, el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria. Los distribuidores tienen la obligación de mantener en sus bases de datos una clasificación adicional para identificar a los consumidores comerciales e industriales con el propósito de la recaudación destinada al Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal.
- Cliente:** Todo usuario que tiene un suministro eléctrico y se le emite una factura mensual por consumo de energía.
- Colusión:** De conformidad con la primera parte del segundo inciso del Artículo 38 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se incurre en conducta colusiva cuando dos o más generadores se ponen de acuerdo, en forma fraudulenta, con el objeto de engañar o perjudicar a un tercero.

Comercialización:

Actividad que forma parte de las obligaciones del distribuidor, dirigida a la venta de energía eléctrica a los consumidores, y que consiste en la medición del consumo, facturación, cobranza y demás aspectos relacionados con la utilización de la energía eléctrica.

Concentración de la distribución:

Convenios o acuerdos entre dos o más empresas distribuidoras dirigidos a desarrollar un poder monopólico, al margen del régimen de exclusividad regulada permitido por la ley.

CONELEC:

Consejo Nacional de Electricidad

Concesión:

Es el acto administrativo por el cual CONELEC, a nombre del Estado ecuatoriano, otorga a una persona jurídica el derecho de ejercer la actividad de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.

Consumidor:

Persona natural o jurídica que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el generador o distribuidor, dentro del área de concesión. Incluye al consumidor final y al gran consumidor.

**Consumidor comercial:**

CIB-ESPOL

Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.

Consumidor industrial:	Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial.
Consumidor regulado:	Consumidor ubicado en el área de servicio de un distribuidor, cuyo abastecimiento de electricidad está sujeto a las regulaciones y tarifas establecidas en la Ley.
Cortes:	Es la suspensión temporal del suministro y se realiza cuando el cliente adeuda una o más facturas de energía.
Costo de capacidad:	Valor correspondiente a los costos fijos de generación, transmisión y distribución.
Costo normalizado:	Costos uniformes aplicables a todos los distribuidores del país, aplicables a la valoración de las unidades de propiedad estándar, para condiciones de diseño técnico similares.
Costo por restricción técnica del sistema:	Cargo con el cual se compensará la generación de potencia activa cuando no se pueda realizar un despacho de mínimo costo debido a restricciones de la red o de otra índole.
Costo marginal de energía:	Es el costo marginal de generación, calculado para cada hora, de aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga.

Curva de carga representativa:

Es la curva que caracteriza las demandas de un consumidor típico de un sector de consumo identificado en la estructura tarifaria.

Demanda máxima coincidente:

Es el valor promedio más alto de la carga integrada en un mismo intervalo de tiempo.

Despacho económico:

Es la asignación específica de carga a las unidades de generación para lograr el suministro de energía de mayor economía en condiciones de confiabilidad, atendiendo las variaciones de la oferta y la demanda.

Discriminación:

Es el tratamiento desigual a diferentes consumidores que están en iguales condiciones, respecto de la prestación de un mismo servicio. Tal tratamiento está referido a las categorías tarifarias residencial, general y alumbrado público, para los niveles de alta tensión, media tensión y baja tensión o aquellas otras categorías o subdivisiones de clientes creadas por el CONELEC. También se considerará discriminación al tratamiento diferente a grandes consumidores en lo referente al libre acceso y a las condiciones de calidad del servicio en la transmisión y distribución.

Distribuidor:**CIB-ESPOL**

Empresa eléctrica titular de una concesión que asume, dentro de su área de concesión, la obligación de prestar el servicio público de

suministro de electricidad a los consumidores finales.

Electrificación rural descentralizada:

Sistema aislado de abastecimiento de las demandas de energía eléctrica de usuarios finales del sector rural, que se encuentran alejados de la red y por ello, debe ser alimentado con fuentes no convencionales tales como fotoceldas solares, micro centrales hidroeléctricas, generadores eólicos, baterías y otros elementos de producción y almacenamiento de electricidad.

Empresa eléctrica:

Persona jurídica pública o privada cuyo objeto social principal es la realización de alguna de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

Energía firme:

Es la producción efectiva de una planta hidráulica, en un período dado, que en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad de reservorio, asegure una probabilidad de ocurrencia del 90% anual.

Estación seca:

Período comprendido entre los meses de octubre de un año a marzo del próximo año.

Facturación de energía:

En forma mensual se emite una factura a todos los clientes, detallando los diversos conceptos que le corresponde pagar.

FERUM:

Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal.

Generador:

Empresa eléctrica titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que coloca su producción total o parcialmente en el sistema de transmisión o en la red de distribución.

Gran consumidor:

Consumidor cuyas características de consumo lo facultan para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio.

Índice de recaudación:

Es el porcentaje que resulta de dividir la cobranza total efectuada en un mes entre la facturación total emitida de un mes, adicionalmente se determina en forma separada los índices de recaudación que corresponde por la facturación del mes y por la facturación de los saldos anteriores.

Ley:

Ley de Régimen del Sector Eléctrico en vigencia y sus reformas. Ley promulgada en el Registro Oficial No. 43 (suplemento) del 10 de octubre de 1996.

Mercado eléctrico mayorista:

Es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctrica.



CIB-ESPOL

Mercado ocasional:	Es el mercado de transacciones de energía a corto plazo, no incorporadas en contratos a plazo de suministro de electricidad.
Media tensión:	Instalaciones y equipos del sistema del distribuidor que opera a voltajes entre 600V y 40KV
Posición de exclusividad regulada:	Es la que tiene una empresa transmisora o distribuidora dentro de su área geográfica de concesión, por ser la única oferente del servicio público de transmisión o de distribución y comercialización de energía eléctrica, respectivamente.
Prácticas predatorias:	Son estrategias o acciones de una empresa o un grupo de empresas de generación, transmisión o distribución tendientes a excluir del mercado o afectar adversamente a otros agentes del mercado o a consumidores finales.
Precios de referencia:	Precios homologados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para la valoración de las Unidades de Propiedad Estándar.
Punto de entrega:	Se entenderá como tal el lado de la carga del sistema de medición, es decir, los terminales de carga del medidor en los sistemas de medición directa y el lado secundario de los transformadores de corriente en los sistemas de medición indirecta o semi indirecta, independientemente de donde estén ubicados los transformadores de tensión.

Reconexión:

Es la restitución del suministro eléctrico y se ejecuta una vez que el cliente haya cancelado su deuda o firmado un compromiso de pago.

Sistema eléctrico:

Es el conjunto conformado por las centrales de generación, el sistema de transmisión (líneas de alta tensión y subestaciones) y las redes de distribución, así como sus equipos asociados.

Sistema nacional interconectado (SIN):

Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí y por las cargas eléctricas de los consumidores, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

Sistema de medición:

Son los componentes (aparatos) necesarios para la medición o registro de energía activa y reactiva, demandas máximas u otros parámetros involucrados en el servicio. Incluyen las cajas y accesorios de sujeción, protección física de la acometida y del (de los) medidor(es), cables de conexión y equipos de protección, transformadores de instrumentos y equipo de control horario.



CIB-ESPOL

Subtransmisión:

Instalaciones y equipos asociados con el transporte de potencia y energía en bloque que interconecta las subestaciones del distribuidor o conecta dichas subestaciones con plantas de generación, a voltajes

comprendidos entre los 46 y 138 KV

Tasa de descuento:

Será la tasa media real que permitirá expresar los flujos de fondos futuros al valor de una fecha determinada y para su cálculo el Consejo Nacional de Electricidad, considerará el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y la rentabilidad del capital invertido, aspectos que deberán provenir de fuentes internacionalmente aceptadas para este tipo de actividad.

Unidades de propiedad estándar:

Es el conjunto de equipos y materiales de una parte de la instalación del distribuidor, que han sido instaladas obedeciendo normas de diseño y construcción, y constituye un elemento representativo de una empresa tipo, para la prestación de una función específica en el sistema. Ejemplo: kilómetro de red de media tensión, centro de transformación de distribución, etc.

INTRODUCCIÓN

La falta de información disponible y pública hace que no resulte tan fácil el definir por parte de personas ajenas y propias al sector eléctrico, cuánto cobrar por cada kilovatio hora que se vende al consumidor final, o cuán equitativo es el cobro actual.

Ante la necesidad de establecer un cobro justo, es que se procede a realizar el presente trabajo donde en el capítulo primero se expone al sector eléctrico ecuatoriano en todas las partes que lo conforman.

El capítulo segundo trata sobre el marco legal en el cual se sustenta el desenvolvimiento del sector eléctrico. La Carta Magna, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos, Regulaciones y otras leyes son mencionadas e interpretadas en el presente capítulo.

Los aspectos económicos y financieros del país y del sector eléctrico son presentados en el capítulo tercero. La corrupción y el fenómeno migratorio son variables que influyen en la definición de la tarifa, por lo que también son tratados en éste capítulo.



El capítulo cuarto hace referencia a la forma de tarificación y la propuesta de estructura y pliego tarifario nueva a ser implementada bajo sentido de equidad, estableciendo los parámetros a ser corregidos.

CAPÍTULO 1

CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

La Constitución Política de la República del Ecuador del año 1.998 en su artículo primero, establece que el Ecuador es un estado social de derecho, soberano, unitario, independiente, democrático, pluricultural y multiétnico. Su gobierno es republicano, presidencial, electivo, representativo, responsable, alternativo, participativo y de administración descentralizada.

Ecuador tiene una superficie de 256.370 Km.² (Anexo A) con una población de 12.156.608 de personas¹ y el índice de cobertura de las viviendas que tienen servicio de energía eléctrica es del 89%. (Anexo B)

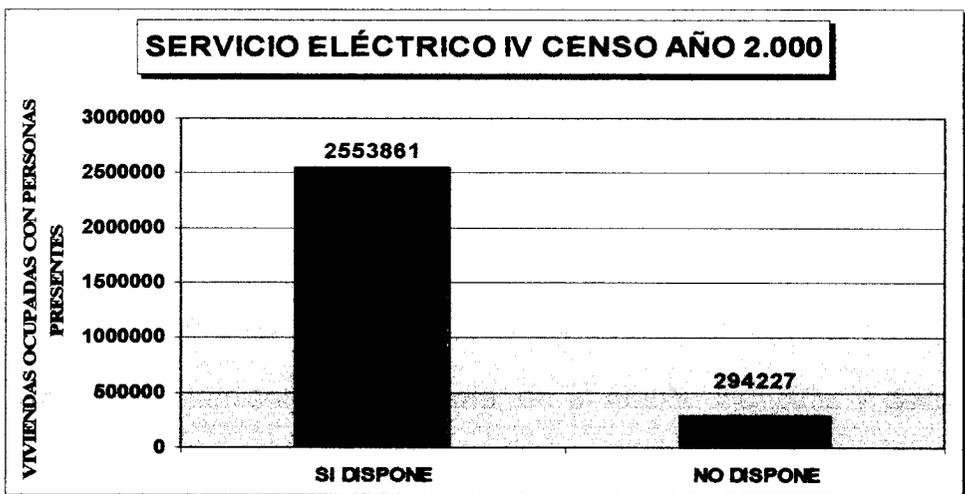


Figura 1.1 Resultados del VI censo de población y vivienda

¹ VI censo de población y vivienda realizado por el INEC en el año 2.000

El 10 de Octubre de 1.996, se publica en el Suplemento al Registro Oficial², la Ley de Régimen del Sector Eléctrico mediante la cual se estructura el sector eléctrico nacional de la siguiente forma:

- Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)
- Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE)
- Empresas eléctricas concesionarias de generación
- Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión (TRANSELECTRIC)
- Empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización

El CONELEC ejerce las actividades de regulación y control del sector eléctrico, el CENACE tiene a su cargo, la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista. Para 1.998 la cobertura fue del 92,7% y se redujo al 89% en el 2.000 siendo la cobertura para la ciudad del 99,7% y el 82% para el campo.

Sin embargo, estas cifras no reflejan los problemas del sector eléctrico, que se evidenciaron en los estiajes del río Paute en los últimos años y que provocaron racionamientos de energía, en el ámbito industrial y doméstico.

² R.O.S. No. 43

El 70%³ de la energía producida es de origen hidráulico⁴, y el restante 30% con generación térmica.

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE⁵, establece en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final, por medio de la realización del despacho económico.

En el gráfico se puede apreciar la conformación del sector eléctrico ecuatoriano.

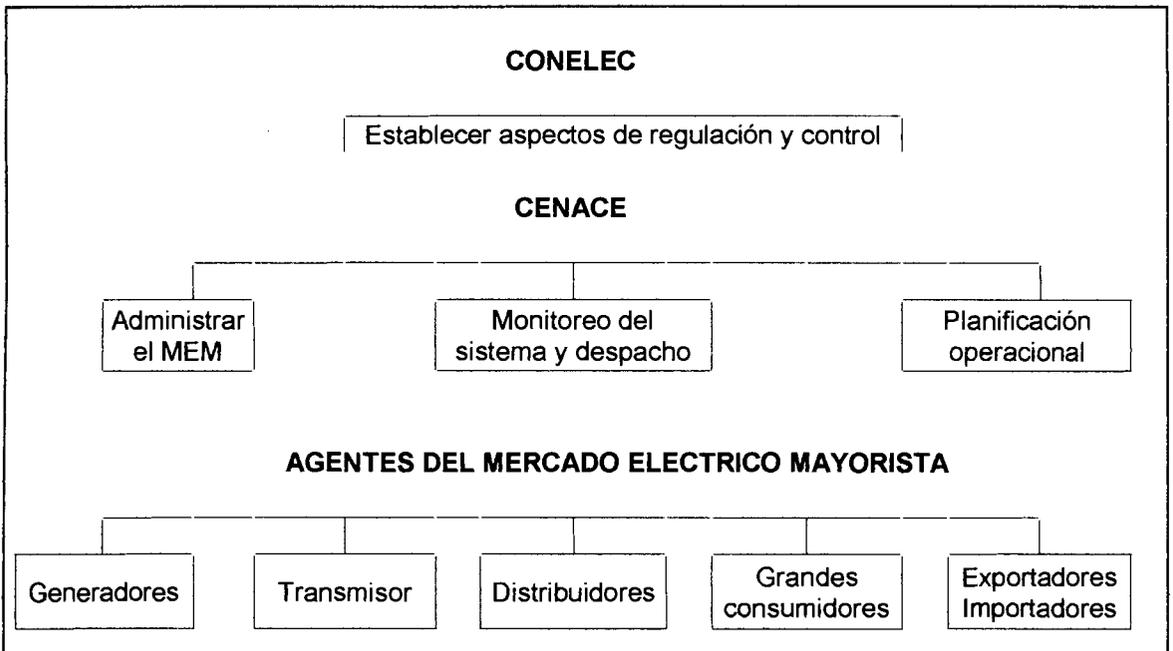


Figura 1.2 Estructura del sector eléctrico nacional

³ Promedio anual a nivel nacional, no se considera la importación de energía.

⁴ Mayoritariamente aprovechamientos de más de 50MW

⁵ Como corporación civil de derecho privado sin fines de lucro, de carácter eminentemente técnico que se encarga del manejo técnico y económico de la energía en bloque.

La distribución y comercialización de la energía eléctrica se la realiza por medio de 20 empresas las cuales compran la energía a empresas generadoras⁶.

La interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia dio inicio en 1.988, con una línea de transmisión a 138 KV que conecta Ipiales con Tulcán⁷. En mayo de 2.001, Ecuador y Colombia evaluaron la ejecución de un proyecto de interconexión con un doble circuito a 230 KV, suscribiendo en julio de ese año un acuerdo⁸ para la ejecución del proyecto entre TRANSELECTRIC y la Empresa Colombiana de Interconexión Eléctrica⁹.

El proyecto entró en operación en marzo del 2.003, y permitió unir los sistemas eléctricos de los dos países, con el fin de poder intercambiar energía eléctrica de forma segura y confiable; respaldar los sistemas interconectados, promoviendo intercambios cuando se presenten posibles

⁶ Algunas empresas distribuidoras mantienen la parte de generación como patrimonio propio a pesar de que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico estableció su separación. Estas generadoras son por lo general con bajo porcentaje de eficiencia y sólo entran a operar cuando su disponibilidad resulta totalmente necesario para la operación del Sistema Nacional Interconectado.

⁷ Con un pequeño rango de potencia para intercambio de 5MW.

⁸ Acuerdo en el que se regulan las relaciones técnicas, financieras, administrativas y comerciales de la interconexión entre las subestaciones de Jamondino en Pasto, y Pomasqui en Quito.

⁹ Interconexión Eléctrica S.A E.S.P - ISA es una empresa de servicios públicos cuyo negocio fundamental en Colombia es la Administración, Operación y Transporte de los Mercados de Energía. ISA es la encargada de la Operación conjunta del Sistema Interconectado Nacional con calidad, confiabilidad y costo efectividad. Administra el Sistema de Intercambios Comerciales -SIC- y efectúa la Liquidación y Administración de los cargos por Uso del -STN- y el Sistema de Transmisión Regional -STR-. ISA además coordina las Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- entre Colombia y Ecuador.

La distribución y comercialización de la energía eléctrica se la realiza por medio de 20 empresas las cuales compran la energía a empresas generadoras⁶.

La interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia dio inicio en 1.988, con una línea de transmisión a 138 KV que conecta Ipiales con Tulcán⁷. En mayo de 2.001, Ecuador y Colombia evaluaron la ejecución de un proyecto de interconexión con un doble circuito a 230 KV, suscribiendo en julio de ese año un acuerdo⁸ para la ejecución del proyecto entre TRANSELECTRIC y la Empresa Colombiana de Interconexión Eléctrica⁹.

El proyecto entró en operación en marzo del 2.003, y permitió unir los sistemas eléctricos de los dos países, con el fin de poder intercambiar energía eléctrica de forma segura y confiable; respaldar los sistemas interconectados, promoviendo intercambios cuando se presenten posibles

⁶ Algunas empresas distribuidoras mantienen la parte de generación como patrimonio propio a pesar de que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico estableció su separación. Estas generadoras son por lo general con bajo porcentaje de eficiencia y sólo entran a operar cuando su disponibilidad resulta totalmente necesario para la operación del Sistema Nacional Interconectado.

⁷ Con un pequeño rango de potencia para intercambio de 5MW.

⁸ Acuerdo en el que se regulan las relaciones técnicas, financieras, administrativas y comerciales de la interconexión entre las subestaciones de Jamondino en Pasto, y Pomasqui en Quito.

⁹ Interconexión Eléctrica S.A E.S.P - ISA es una empresa de servicios públicos cuyo negocio fundamental en Colombia es la Administración, Operación y Transporte de los Mercados de Energía. ISA es la encargada de la Operación conjunta del Sistema Interconectado Nacional con calidad, confiabilidad y costo efectividad. Administra el Sistema de Intercambios Comerciales -SIC- y efectúa la Liquidación y Administración de los cargos por Uso del -STN- y el Sistema de Transmisión Regional -STR-. ISA además coordina las Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- entre Colombia y Ecuador.

situaciones de déficit; e implementar una red de fibra óptica usando como base la infraestructura eléctrica.

La interconexión, que actualmente permite a Ecuador importar aproximadamente 240MW de potencia y 1.500 millones de KWH al año de energía, constituye la segunda fuente de abastecimiento eléctrico del país, después de la central hidroeléctrica Paute.

El actual gobierno está impulsando la firma de un nuevo acuerdo con Colombia para la ampliación de la capacidad de interconexión eléctrica, mediante la inclusión en los planes de expansión de TRANSELECTRIC de una tercera fase¹⁰ que permita llegar a una potencia de intercambio de 350MW.

El Acuerdo incluye además el inicio de acciones para impulsar la libre realización de contratos de compra venta de energía entre agentes de los dos países, de manera de que los grandes consumidores o las empresas de distribución puedan negociar directamente bloques de energía provenientes de Colombia.

¹⁰ Posiblemente entraría en operación en octubre de 2.005

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) se encuentra conformado por un anillo¹¹ a 230KV y vincula fundamentalmente el principal centro de generación del país, con los dos grandes centros de consumo: Guayaquil y Quito.

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

La configuración actual del Sistema Nacional de Transmisión más las principales centrales generadoras, se muestra en el Anexo C. Las principales características de las líneas de transmisión y de los transformadores de las subestaciones principales del sistema de transmisión, se indica en el Anexo D.

A diciembre de 2.000 el sistema de transmisión, estaba conformado por: 1.041KM de líneas de 230KV, 1.360KM aislados para 138KV; y, 2.464MVA de capacidad en transformadores¹² de reducción, de los cuales unos

¹¹ Anillo establecido con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de Paute, Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba. Además, se dispone de una línea adicional de 230 KV, doble circuito, entre Paute, Pascuales y Trinitaria (Guayaquil).

¹² Con enfriamiento normal.

1.595MVA de capacidad de transformación en subestaciones, son de entrega para distribución.

A continuación una descripción somera de las principales características técnicas¹³ de las empresas eléctricas Generadoras y Transmisora.

Potencia efectiva instalada en el país: 3.541,38MW, de los cuales 3.411,15MW (96,32%) están incorporados al SNI y 130,22MW (3,68%) en sistemas no incorporados.

El total de potencia efectiva instalada corresponde a: 1.733,58MW (48,95%) en hidráulicas, 240MW (6,78%) interconexión con Colombia, 574,50MW (16,22%) térmicas a gas, 157,80MW (4,46%) térmicas de gas natural, 392,49MW (11,08%) motor de combustión Interna y 443MW (12,51%) vapor.

Capacidad de subestaciones del SNT, para entrega a los sistemas de distribución: 3.872,950 MVA.

Interconexiones del SNT: desde 1 de marzo de 2.003 con Colombia en 230 KV; y, desde junio 25 de 2003, primera etapa, en 69 KV, con el sistema nororiental¹⁴.

¹³ Datos proporcionados por el CONELEC para el año 2.003.

Casi en su totalidad, las líneas de 230KV y las de 138KV, han sido construidas en torres de acero galvanizado y conductores de aluminio con alma de acero¹⁵.

La configuración predominante en las subestaciones de 230KV, es la de doble barra y un disyuntor; en cambio, en 138KV predomina el esquema de barra principal y transferencia, con algunas excepciones, donde existe doble barra y un disyuntor.

El equipamiento de las subestaciones del SNT es de tipo convencional, excepto el de la subestación POLICIENTRO y los patios de maniobra de las centrales PAUTE, AGOYÁN y TRINITARIA, que son de tipo compacto en SF6.

Además de las líneas de TRANSELECTRIC, existen líneas de 138KV como la Santa Rosa-Selva Alegre-Pomasqui¹⁶; la línea Papallacta-El Carmen-Santa Rosa¹⁷; y, la línea Baños-Puyo¹⁸ que opera a 69KV.

Las líneas de TRANSELECTRIC Puyo-Tena y Cuenca-Limón, son aisladas para 138KV pero operan a 69KV.

¹⁴ Empresa Eléctrica Sucumbíos.

¹⁵ Conductores conocidos como ACSR.

¹⁶ De propiedad de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

¹⁷ De propiedad de la Empresa Municipal de Agua Potable de Quito.

¹⁸ De propiedad de la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

Desde hace algunos años y aún a fines del 2.000, el sistema de transmisión se encontraba operando en condiciones críticas debido principalmente a:

- Retraso en las actividades de mantenimiento que requiere el sistema.
- Demora en la ejecución de las obras programadas.
- Limitaciones financieras de la empresa de transmisión.
- Restricciones en el sistema que han obligado a soluciones emergentes, las cuales están afectando la calidad del servicio, por ejemplo: líneas de transmisión que en momentos operan cerca de su límite térmico, autotransformadores operando cerca de su capacidad nominal.

Esto ha ocasionado sobrecargas y fallas en transformadores importantes del sistema, además de condiciones de inseguridad, disminución de los niveles de confiabilidad, bajos voltajes y pérdidas excesivas en algunos de sus elementos.

En el Anexo E se puede apreciar las características del sector eléctrico ecuatoriano en el año 2.003

1.1 Generación eléctrica

En la actualidad, acogiéndose a la Ley de Modernización, existe una participación creciente del sector privado en la generación de electricidad.

Según las disposiciones legales vigentes, INECEL desapareció y transfirió sus instalaciones de generación, transmisión y distribución, para dar paso al Consejo Nacional de Electricidad; el cual se ha convertido en un ente normativo y regulador directo del sector.

Estas disposiciones legales permitieron la constitución de empresas donde la participación de capital privado es permitida en los proyectos de generación, transmisión, distribución y comercialización que manejaba INECEL.

El sistema nacional interconectado cuenta a inicios del año 2.002 con una potencia de generación instalada nominal, para servicio público (sin autogeneradores), de 3.159MW, siendo la potencia efectiva de 2.851MW.

En los sistemas no incorporados de servicio público, se disponía de 40,1MW como potencia de generación nominal, que podían dar efectivamente 27,8MW.

Los autogeneradores¹⁹ relacionados o no con el SNI suman aproximadamente 368MW de potencia efectiva.

El siguiente cuadro resume la potencia de generación existente en el país:

**TABLA I
GENERACIÓN EXISTENTE EN ECUADOR**

	POTENCIA NOMINAL (MW)			MW NOM/TOTAL %	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)			MW EFECT/TOTAL %
	HIDRO	TERMO	TOTAL		HIDRO	TERMO	TOTAL	
S.N.I.	1.704,40	1.455,00	3.159,40	81,80%	1.691,50	1.159,80	20851,3	87,80%
No incorporados	2,4	37,7	40,1	1,00%	1,8	26	27,8	0,90%
Autogeneradores	41,7	618,8	660,5	17,10%	40,5	327	367,5	11,30%
TOTAL MW	1.748,60	2.111,50	3.860,00	100,00%	1.733,90	1.512,80	3.246,60	100,00%

Fuente: CONELEC

1.1.1 Fuentes de energía utilizadas



CIB-ESPOL

Las fuentes de energía se pueden clasificar en: renovables y no renovables

¹⁹ Incluidos en este grupo no sólo los que satisfacen su propia demanda sino los que inyectan energía al Sistema Nacional Interconectado.

1.1.1.1 Fuentes de energía renovables

Las energías renovables son aquellas que llegan en forma continua a la tierra y que a escalas de tiempo real parecen ser inagotables. Son fuentes de energía renovables: energía hidráulica; energía solar; energía eólica; energía de biomasa; y, energía mareomotriz

1.1.1.1.1 Energía hidráulica

Es aquella energía obtenida principalmente de las corrientes de agua de los ríos. El agua de un río se almacena en grandes embalses artificiales que se ubican a gran altura respecto a un nivel de referencia.

Constituye un sistema energético de los denominados renovables, pero merece estar en un grupo intermedio, a medio camino entre las energías limpias y las contaminantes. Ello es debido al elevado impacto ambiental y humano que causan las represas y embalses.

Esta modalidad energética es aceptable ecológicamente²⁰, siempre y cuando se apueste por la construcción de mini represas²¹, cuyo principio funcional es idéntico al de los grandes embalses y, sin embargo, su impacto ambiental es reducido y su rendimiento, aunque menor, es perfectamente almacenable y válido para consumo.

Lo ideal es la creación de una red de minicentrales hidroeléctricas que abastezcan de agua y electricidad a zonas rurales muy limitadas. De esta forma la diversificación y la eficacia será mayor y el impacto ecológico mucho más reducido.

1.1.1.1.2 Energía solar

Es el recurso energético más abundante del planeta.

El flujo solar puede ser utilizado para generar

²⁰ Esto es debido a que la acumulación de sedimentos es por lo general de menor cantidad que los grandes embalses, la cantidad de lechuguinos en caso de haberlos es posiblemente poca y la erosión del suelo también resulta menor.

²¹ La Resolución No. 394 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL), define como pequeña central hidroeléctrica a las centrales con potencia instalada total de hasta 30MW y un área inundada máxima por el embalse de 300 hectáreas, por lo que las mini represas son aquellas que miden menos de 15 metros desde su base hasta su punto más alto.

electricidad, por intermedio de la utilización de las células fotovoltaicas que aprovechan la inestabilidad electrónica de elementos como el silicio, para provocar, con el aporte de luz solar, una corriente eléctrica capaz de ser almacenada.

Este sistema plantea como problemas, en absolutos insalvables, el impacto visual de las pantallas de captación solar y el excesivo precio que actualmente alcanzan los dispositivos fotovoltaicos, lo que los excluye de la explotación a nivel de redes nacionales o provinciales, aunque no en espacios comarcales alejados o de difícil acceso.

La energía que suministra el sol es ilimitada, inagotable y limpia, aunque queda por investigar las repercusiones medioambientales que pueden surgir en la fabricación de los elementos fotovoltaicos, su impacto sobre el medio, evidentemente, es positivo.



CIB-ESPOL

Respecto a la energía solar, debido a la ubicación geográfica del Ecuador, existen muchas zonas en las

que se presentan importantes niveles de radiación factibles de aprovechar, del orden de 3,5 a 4 KWH/m² por día, e incluso mayores. Actualmente la producción de energía por este medio es prácticamente mínima.

1.1.1.1.3 Energía eólica

Esta energía es producida por los vientos generados en la atmósfera terrestre. Se puede transformar en energía eléctrica mediante el uso de turbinas eólicas que basan su funcionamiento en el giro de aspas movidas por los vientos.

Al igual que la energía solar se trata de un tipo de energía limpia, la cual sin embargo presenta dificultades, pues no existen en la naturaleza flujos de aire constantes en el tiempo, más bien son dispersos e intermitentes, y lamentablemente no se fomentan proyectos de generación eléctrica con este tipo de fuente energética en el país.

Existe actualmente contrato suscrito con la empresa ELECTROVIENTO para la ejecución del proyecto Salinas para proporcionar 35GWH al año con una potencia a ser instalada de 10MW en el valle de Salinas del cantón Ibarra provincia de Imbabura.

En las Islas Galápagos la Empresa Eléctrica Galápagos tiene firmado un contrato para realizar el proyecto 5 Islas para instalar 7,9MW utilizando como energía primaria la combinación de la energía solar y la eólica.

Este tipo de energía puede ser de gran utilidad en regiones aisladas, de difícil acceso, con necesidades de energía eléctrica, y cuyos vientos son apreciables en el transcurso del año.



CIB-ESPOL

La disponibilidad del recurso eólico es de carácter localizado, pues si bien existen áreas del país en donde se presentan altas velocidades de viento²², es necesario para su aprovechamiento energético que

²² Por el orden de 5 a 8 metros por segundo

exista continuidad en las corrientes o en lo posible que se produzcan a las horas en que la demanda de energía eléctrica es máxima.

1.1.1.1.4 Energía de biomasa

Constituye en muchos aspectos la opción más compleja de energía renovable, debido fundamentalmente a la variedad de materiales de alimentación, la multitud de procesos de conversión y la amplia gama de rendimientos.

Consiste en la transformación de materia orgánica, como residuos agrícolas e industriales, desperdicios varios, aguas negras, residuos municipales, residuos ganaderos, troncos de árbol, restos de cosechas, etc., en energía calórica o eléctrica²³.

El potencial energético derivado de la biomasa ha sido estimado tomando en consideración que existen alrededor de 4,2 millones de hectáreas de bosque

²³ La mejor forma de utilización, desde el punto de vista ecológico es quemar los gases resultantes de la putrefacción, por ejemplo de la basura.

productor accesible, 78 mil hectáreas de plantaciones forestales y una producción anual superior a los 2 millones de toneladas métricas de residuos agrícolas.

Ecuador, como la mayoría de los países en vías de desarrollo, presenta un alto consumo de energías no comerciales (leña, residuos vegetales, etc.): en 1.999, esta fuente representó alrededor del 22% del consumo final de energía.

Los requerimientos energéticos del país están dominados por productos hidrocarburíferos, los cuales, en conjunto, suplieron el 68% de la demanda sectorial de energía, en tanto que el porcentaje restante (10%) correspondió al consumo de electricidad.

1.1.1.1.5 Energía mareomotriz

Actualmente, la energía proporcionada por las mareas se aprovecha para generar electricidad. Esta

circunstancia se produce en un número muy reducido de localizaciones del planeta tierra.

Constituye una energía muy limpia, pero plantea algunas cuestiones por resolver, sobre todo a la hora de construir grandes instalaciones: impacto visual y estructural sobre el paisaje costero; y, efecto negativo sobre la flora y la fauna.

Estos inconvenientes pueden quedar minimizados con la construcción de instalaciones pequeñas, que son de menor impacto ambiental pero representan un mayor coste de realización.

Este tipo de energía proveniente de las olas está aún en proceso de investigación²⁴ y plantea infinitas posibilidades, pero los responsables políticos y económicos de los países desarrollados no confían en este recurso energético, lo suficiente para destinar un mayor presupuesto a la investigación y al fomento de planes de actuación en este sentido.

²⁴ Actualmente se disponen de dos instalaciones, ubicadas en Escocia y en Noruega

1.1.1.2 Fuentes de energía no renovables

Son fuentes de energía no renovables: petróleo y gas natural.

El impacto ambiental producto de usar combustible no renovable en centrales térmicas es:

- Gases emitidos en la combustión de carbón²⁵, como son el dióxido de azufre (SO₂), dióxido de carbono (CO₂) y dióxido de nitrógeno (NO₂), que contribuyen directamente a aumentar el efecto invernadero, la lluvia ácida, la contaminación de los nutrientes del suelo y aguas de escorrentía, etc.
- Emisión de cenizas y polvo.
- Dispersión a grandes distancias de las partículas tóxicas emitidas.
- Contaminación de aguas utilizadas para reposición, almacenamiento y refrigeración de cenizas procedentes de la combustión y/o de la refrigeración del agua en turbinas a vapor.

²⁵ Que en el proceso pueden haberse añadido conjuntamente al petróleo o gas natural



- Tratamientos agresivos sobre el agua, para combatir las incrustaciones producidas en los equipos y componentes de la central.

El petróleo constituye uno de los elementos líquidos más peligrosos del planeta, no por su naturaleza en sí, sino por el catastrófico uso que de él hace el hombre.

El predominio de los derivados del petróleo es una característica que se ha mantenido por más de dos décadas a nivel nacional, con variaciones mínimas en la participación anual, sin existir evidencias claras de que otro energético pueda remplazar significativamente a esta fuente.

El gas natural constituye un tipo de energía no renovable, ligado muy directamente a la industria del petróleo, aunque las consecuencias derivadas de su consumo son menos perjudiciales para el entorno natural.

En realidad, debido a su menor impacto, se podría utilizar como una energía tránsito²⁶, capaz de sustituir con éxito al carbón y al petróleo, a corto o medio plazo, hasta alcanzar un óptimo desarrollo y aplicación de las energías limpias.

Ventajas del gas en comparación con otras fuentes energéticas:

- Barato.
- Rendimiento energético mayor.
- Suministro permanente que no obliga a almacenamientos ni se arriesga a desabastecimientos.
- Reserva mundial inmensa (superior a la del petróleo).
- Menor contaminación directa, debido a que no contiene azufre y la producción de dióxido de carbono es mínima. La combustión de gas natural emite casi 30% menos de dióxido de carbono que el petróleo y 45% menos que el carbón.

²⁶ Utilización del gas natural como energía principal en vez del petróleo, como proceso intermedio hasta que la utilización de otro tipo de energía barata y limpia se imponga.

- Menor contaminación indirecta, pues no necesita transporte por carretera.

Inconvenientes:

- No es una fuente energética renovable.
- La instalación de conductos produce impactos ambientales, aunque limitados.
- Genera elementos químicos en la combustión, aunque en menor proporción y con menor incidencia como son el anhídrido carbónico, el metano, los óxidos de nitrógeno y algunos otros químicos, como cloro, flúor y carbono. Mientras la mayoría de estos gases están en forma natural en la atmósfera, sus niveles han ido incrementándose por una mayor quema de combustibles fósiles.

Un problema que se ha suscitado respecto al gas natural y el efecto invernadero es el hecho que el metano, componente principal del gas natural, es un gas de efecto invernadero muy potente. De hecho, una

molécula de metano puede calentar la atmósfera casi 21 veces más eficazmente que una molécula de dióxido de carbono.

1.1.2 Generación termoeléctrica

En cuanto a la generación termoeléctrica existente para servicio público, su disponibilidad es variable por los períodos de vida útil de los equipos, adicionalmente, la potencia efectiva es igualmente diversa. La composición de esta generación es la siguiente:

**TABLA II
GENERACIÓN TÉRMICA EN ECUADOR**

Tipo de Central	Nominal (KW)	Efectiva (KW)
Térmica gas (opera con diesel)	671,08	495,8
Térmica MCI	347,129	249,962
Térmica vapor	474,5	440
TOTAL Termoeléctrica	1.492,71	1.185,76
Fuente: CONELEC		



La casi totalidad de los motores de combustión interna (MCI) tienen más de 20 años de instalación, razón por la cual sus rendimientos y factores de planta son bajos y deberán salir de servicio en forma progresiva durante los próximos años, desplazadas en el mercado por la incorporación de unidades de generación más eficientes o por haber cumplido su vida útil. La generación termoeléctrica bruta durante el año 2.000 fue de 2.926GWH (28% del total).

1.1.3 Generación hidroeléctrica

De los sistemas hidroeléctricos en operación, el 88,32% de la energía proviene de grandes centrales hidroeléctricas, el 9,22% de medianos aprovechamientos; y, el 2,46% de pequeñas centrales, para una potencia instalada total de 1.456MW.

El mayor problema de los proyectos de generación de energía, en relación con la calidad de agua, son los sólidos suspendidos que provocan un excesivo desgaste del equipo hidromecánico y el arrastre de sedimentos que acorta la vida útil de los embalses.

Para protección de la central hidroeléctrica del Paute y para regular los caudales de la misma, se implementará el proyecto Mazar.

Igualmente, deberá mantenerse e incrementarse programas de manejo de las cuencas hidrográficas con aprovechamientos hidroeléctricos, particularmente en la de los ríos Paute y Pastaza.

El 90% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por las cuatro grandes centrales del sistema nacional interconectado: PAUTE (1.075MW) que es la mayor de todas, seguida por MARCEL LANIADO (213MW), AGOYÁN (156MW) y PISAYAMBO-PUCARÁ (74MW).

1.1.3.1 Hidraulicidad de las fuentes de centrales en servicio

En cuanto a la energía mensual disponible, esta se indica en los cuadros del Anexo F y es referida a los siguientes escenarios de disponibilidad:

- Hidrología media, 50% de probabilidad de ocurrencia anual o mayor,
- Hidrología seca, 90% de probabilidad de ocurrencia o mayor, en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad del reservorio.

Esta disponibilidad se puede apreciar en el gráfico siguiente:

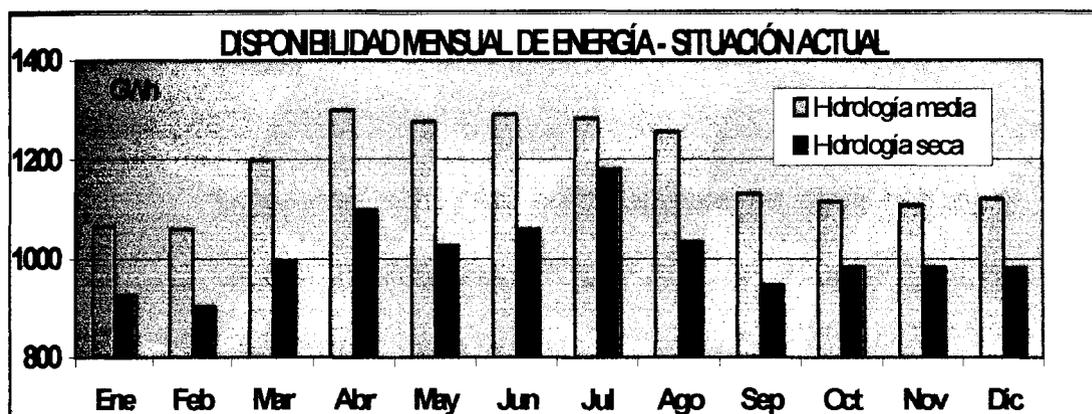


Figura 1.3 Disponibilidad de energía hidroeléctrica a nivel nacional
Fuente: CONELEC – AÑO 2.003

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.

La capacidad del embalse AMALUZA de la central PAUTE²⁷ es 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-PUCARÁ²⁸ 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 amazónica²⁹.

En los cuadros del Anexo G, se indican los caudales afluentes medios mensuales de las cuatro centrales hidroeléctricas más importantes del SNI.



CIB-ESPOL

²⁷ Capacidad de almacenamiento de 81,5GWH

²⁸ Capacidad de almacenamiento de 88,5GWH

²⁹ Sus limitaciones se deben a que está instalado en un proyecto múltiple de riego, control de inundaciones y generación de energía eléctrica.

El siguiente cuadro presenta la composición mensual de la energía expresada en porcentaje del total anual de cada central, para hidrología media.

**TABLA III
ENERGÍA MENSUAL DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
EN ECUADOR**

DISTRIBUCION MENSUAL DE LA ENERGÍA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MÁS GRANDES (%)				
MES	AGOYÁN	MARCEL LANIADO	PAUTE	PISAYAMBO PUCARÁ
Enero	7	13,3	4,8	6,5
Febrero	6,8	10,4	5,4	5,9
Marzo	8,8	11,5	7,8	4,1
Abril	9,2	13,6	10,2	3,1
Mayo	9,6	12,3	10,5	1,2
Junio	9,6	7,6	11,7	1,2
Julio	10	4,5	12,2	5
Agosto	8,8	3,7	10,8	14,3
Septiembre	8,4	3,5	8,3	10,9
Octubre	7,6	3,9	7,3	7,8
Noviembre	7,4	8,3	5,6	17
Diciembre	6,8	7,4	5,5	22,9
TOTAL	100	100	100	100

Fuente: CONELEC

Se observa que el período crítico de la central MARCEL LANIADO se inicia en junio y termina en octubre, período en

el cual en el sistema eléctrico ecuatoriano la demanda no es la más alta.

En cambio, el período crítico de las otras tres centrales está comprendido entre los meses de noviembre a marzo, en el cual se encuentra el período de máxima demanda del sistema eléctrico ecuatoriano.

La central PISAYAMBO-PUCARÁ tiene un reservorio grande y el caudal de alimentación en pequeño, luego el agua es almacenada durante los meses de lluvia intensa de las cuencas que alimentan AGOYÁN y PAUTE y usada cuando los ríos que las alimentan a éstas centrales están en estiaje

1.1.3.2 Manejo hídrico de la cuenca del Guayas

La cuenca del río Guayas y península de Santa Elena en total tienen una superficie de 40.550KM².

La cuenca del río Guayas es el sistema fluvial que tiene una superficie de 34.500KM², fue objeto de un extenso estudio técnico, por parte de la unidad de recursos naturales del

departamento económico de la Organización de Estados Americanos, fue la que calificó a la cuenca del río Guayas como una de las zonas con mayores posibilidades de desarrollo del país, esta comprende el área de captación del sistema fluvial que conforman los ríos Daule, Vinces y Babahoyo, con sus respectivos afluentes, los cuales confluyen al norte de la ciudad de Guayaquil, en un colector único el río Guayas, que descarga al mar 30,000 millones de metros cúbicos de agua en promedio anual; por esta razón es considerada la región hidrográfica más importante de la costa del Pacífico en América del sur.

De acuerdo a su ámbito de acción, forman parte de la cuenca del río Guayas las provincias de Los Ríos, Guayas, Bolívar, Manabí, Cañar, Pichincha, Azuay, Chimborazo y Cotopaxi, representando alrededor de un 13% del territorio de la República del Ecuador y en ella habitan más del 40% de la población.

El agua es evidentemente un recurso abundante en la región de la cuenca del río Guayas y península de Santa Elena, sin embargo, su precipitación se concentra en un 85% en el



período de los primeros cuatro meses del año y el 15% restante a lo largo de los ocho meses restantes.

El promedio de lluvias que cae anualmente en la región va desde el extremo de 3.000 milímetros en el límite noroeste (Santo Domingo), disminuyendo a 2.200 milímetros en Quevedo; 1.800 milímetros y 1.200 milímetros a la altura de las ciudades de Babahoyo y Daule, respectivamente; 1.000 milímetros en Guayaquil, 750 milímetros en Chongón, hasta llegar a 50 milímetros en el extremo occidental de la península de Santa Elena, en la ciudad de Salinas.

Frente a esta situación CEDEGE, con el plan hidráulico regional y las obras construidas y por construir, busca regular la oferta de agua en la región, almacenando los excedentes que se obtienen en la estación lluviosa, para entregarlos en la estación seca, y así garantizar el funcionamiento de la base productiva regional.

1.1.3.3 Futuros aprovechamientos hídricos

La última planta generadora mayor, que se incorporó al sistema nacional interconectado, es la central hidroeléctrica MARCEL LANIADO, de propiedad de HIDRONACIÓN S.A., que forma parte del programa de aprovechamiento múltiple DAULE-PERIPA, el cual opera bajo la responsabilidad de la Comisión de Estudios para el Desarrollo de la Cuenca del Río Guayas, (CEDEGE).

Esa central posee tres unidades de 71MW cada una, que se incorporaron en 1.999. Esa central, que es complementaria de un sistema de riego y control de inundaciones, produce en un año, cerca de 594GWH.

A continuación se detallan las centrales generadoras que están en proceso de construcción o concesión:

- El proyecto hidroeléctrico SAN FRANCISCO, con una potencia de 230MW y una producción promedio de energía anual de 1.403GWH. Actualmente CONELEC firmó el contrato de concesión con la empresa

HIDROPASTAZA S.A. Se estima que podría operar en el 2.007.

- La concesión del proyecto hidroeléctrico PAUTEMAZAR, fue licitada por el ex INECEL y se esperaba su adjudicación para el año 2.002 pero recién en el año 2.005 el CONELEC llama a licitación para la firma de contrato de ejecución de la obra.

La central tendría 180MW y podría producir una energía media de 744GWH/año; pero adicionalmente afirmará la generación en la central Paute Molino, ubicada agua abajo; y, retendrá buena parte de los sedimentos que actualmente llegan al embalse de esta central.

- El H. Consejo Provincial de Pichincha, tenía a su cargo la concesión³⁰ del proyecto PILATÓN-TOACHI, que tendría una potencia de 190 MW y una generación media anual de 1.075 GWH.

los actuales días por intermedio de Decreto Ejecutivo No. 2571 de febrero 22 de 2.005 parte del Presidente del Ecuador Ing. Lucio Gutiérrez, retira la concesión al H. Consejo Provincial de Pichincha otorgándole la autorización al CONELEC para la ejecución del proyecto. Resolución dictada por motivo de haber transcurrido 8 años sin la concreción de la obra de generación.

Los proyectos que se consideran con carácter meramente referencial, se fundamentan principalmente en tres catálogos, preparados por el ex INECEL, con apoyo de la Corporación Financiera Nacional (CFN), publicados en noviembre de 1.997, los cuales están siendo actualizados y promovido por el CONELEC para que el sector privado emprenda en su ejecución.

En el Anexo H se resumen los proyectos de 1 o más MW, que suman 11.547MW de potencia y 77.672GWH/año de energía media estimada.

Esta promoción por parte del CONELEC no implica que los mismos deban considerarse como parte integrante del presente plan de electrificación y por lo tanto, éstos, como cualquier otro proyecto que nazca de la iniciativa privada, estarán sometidos al proceso de concesiones específicas, si son mayores a 50MW y al trámite de permiso, si no exceden de esa potencia y son mayores a los 1.000KW.

Para las centrales hidroeléctricas de hasta 10MW, el CONELEC promueve las mismas, gestionando la conformación de empresas para su desarrollo y operación.

Los proyectos que aprovechen energías no convencionales, como eólica, solar, geotérmica, biomasa y otras similares; pueden recibir con prioridad fondos del FERUM, si los proyectos benefician a sectores rurales y urbano marginales.

1.2 Usos de la energía eléctrica

La mayor cantidad de clientes que poseen las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el país, son de clasificación residencial³¹. Cabe indicar que prioritariamente la energía es utilizada para alumbrado, refrigeración, recreación³² y en la elaboración y preparación de comidas³³.

1.2.1 A nivel global



CIB-ESPOL

En el año 2.003 el consumo de energía eléctrica promedio en Ecuador para los clientes regulados de las empresas eléctricas fue de 253,76 KWH/mes de un universo de 2.746.168 sitios beneficiados

³¹ Sus consumos mensuales van desde cero hasta aproximadamente 500KWH/mes

³² Televisores, equipos de sonido, video juegos, reproductores de película, etc.

³³ Uso de licuadoras, batidoras, microondas, cocina eléctrica o reverberos, etc.

de la energía. En la siguiente tabla se puede apreciar los datos proporcionados por el CONELEC para el año 2003.

**TABLA IV
TOTAL DE USUARIOS REGULADOS**

TOTAL DE CLIENTES	
Cientes	2.746.168
Consumo (KWH)	8.362.307.575
USD Total Facturados	\$ 749.924.182
USD Total Recaudados	\$ 684.855.482
Recaudación (%)	91,32
Precio Medio (US\$ ¢/kWh)	8,97
Fuente: CONELEC 2.003	

1.2.2 A nivel zonal

La siguiente tabla nos indica el consumo de energía eléctrica tanto a nivel costa y sierra del Ecuador de los clientes regulados existentes en todas las empresas eléctricas del país.

TABLA V
USUARIOS REGULADOS POR SECTOR GEOGRÁFICO

TOTAL CLIENTES POR REGION		
TOTAL COSTA	Cientes	1.159.689
	Consumo (KWH)	4.401.955.468
	USD Total Facturado	\$ 392.952.123,79
TOTAL SIERRA	Cientes	1.472.236
	Consumo (KWH)	3.960.352.106
	USD Total Facturado	\$ 356.972.058,49
Fuente: Datos estadísticos CONELEC 2.003		

De la tabla notamos que el consumo mensual para la costa de forma per cápita es de 316,32KWH/mes y para la sierra es de 224,17KWH/mes existiendo una diferencia entre las dos cantidades de 92,15KWH por mes.

Esta diferencia a favor del consumo de la costa es debido al tipo de clima que soportamos³⁴ y por lo tanto la utilización de artefactos eléctricos es mayor que en la sierra que soporta un clima por lo general de frío con una temperatura promedio de 15 grados centígrados en comparación con la costa que posee veinte y nueve

³⁴ Al ser un clima caluroso, propio del trópico, se incrementa el uso de acondicionadores de aire y equipos de refrigeración incluido los ventiladores y para conservación de los alimentos.

grados centígrados en promedio. De toda forma, en la sierra se practica la utilización de calefones y duchas eléctricas³⁵.

1.2.3 A nivel sectorial

Aquí podemos clasificar en dos grupos que son el sector residencial y el sector productivo y servicios (sector industrial).

1.2.3.1 Sector residencial

En este sector, debido a que en el país se ha mantenido una política de subsidios a la tarifa eléctrica durante las últimas décadas, se han formado malos hábitos de consumo en la población, lo que produce un sobre consumo innecesario.

Para conocer su magnitud real deberán realizarse estudios de los actuales hábitos de energía. Por otro lado, debido también a que la señal tarifaria no es la adecuada, no se evidencia una utilización de equipos de alta eficiencia energética o fuentes de energías alternativas tales como los focos ahorradores, calentadores solares, entre otros.

³⁵ Se presume que la mayor parte de estos equipos utilizan como fuente de energía, para el calentamiento del agua, el gas licuado.

Esto indica que es necesaria la formación de una cultura de uso racional de energía en todos los segmentos de consumidores residenciales, para lo cual se requiere de campañas de educación de forma constante y no periódica como se ha practicado.

La cantidad de usuarios residenciales ascienden a 2.746.168 de clientes distribuidos de la siguiente manera:

**TABLA VI
CLASIFICACIÓN DE LOS USUARIOS RESIDENCIALES**

Segmento	KWH/mes	Usuarios	%
A alta	≥ 300	130,157	6.4
B media alta	150 – 300	274,282	13.6
C media baja	50 – 150	826,510	40.9
D baja	0 – 50	791,914	39.1
Fuente: Programa de ahorro de energía Ecuador, Junio de 2.000			

En la tabla anterior se ha realizado un cuadro estimado de consumos por segmentos, la misma que debe ser confirmada a través de una encuesta de hábitos de consumo actualizada.



Según el último estudio de hábitos de consumo realizado en el año 2.000 en el Ecuador, los consumos de electricidad de la población residencial a nivel nacional eran:

**TABLA VII
HÁBITOS DE CONSUMO DEL SECTOR RESIDENCIAL**

USO FINAL	PORCENTAJE %
Refrigeración de alimentos	40
Iluminación	18
Calentamiento de agua	13
Radio, Televisión	7
Cocción	7
Aire acondicionado	7
Otros	8

Fuente: Programa de ahorro de energía Ecuador, Junio del 2.000

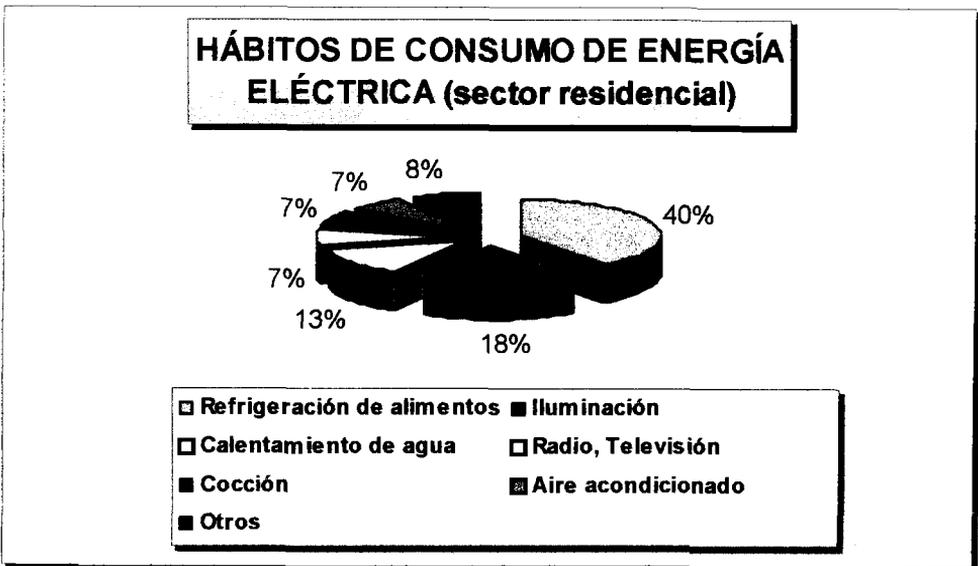


Figura 1.4 Hábitos de consumo del sector residencial

En los últimos años es probable que la estructura haya cambiado debido al incremento del uso de televisores, computadoras, duchas eléctricas, juegos de video y equipos de sonido.

1.2.3.2 Sector productivo y de servicios

En el sector industrial las deficiencias se presentan principalmente debido a la mala gestión energética y a la falta o ausencia de renovación tecnológica con la que se desarrollan sus procesos, tanto desde el punto de vista motriz como térmico.

A esto se añade la ausencia de políticas de formación de consultores en eficiencia energética y desarrollo de programas de capacitación específica sobre este tema para el personal del sector productivo y de servicios.

Este conjunto de factores impiden que las propias fuerzas del mercado impulsen la conformación de un mercado de eficiencia energética, que funcione en base al principio de que



CIB-ESPOL

las mejoras se pagarán con los propios ahorros que se generen, mejorando la competitividad de la industria nacional.

En la siguiente figura se muestra en que se usa la energía eléctrica en el sector industrial.

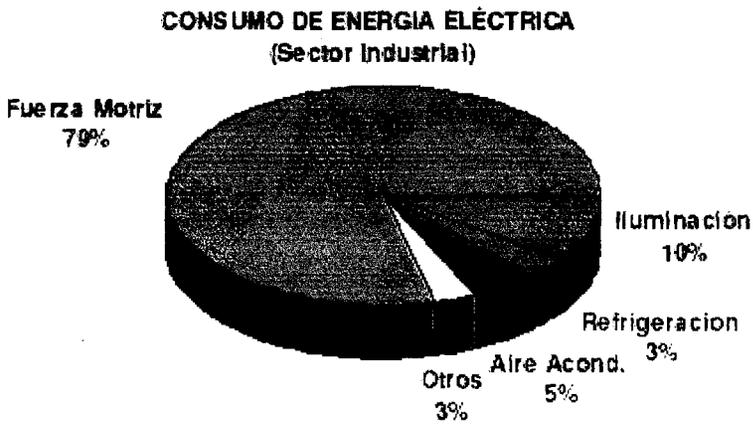


Figura 1.5 Uso de la energía eléctrica en el sector industrial

De la gráfica se nota, como era de suponerse, que el 79% de la energía consumida, es destinada al uso de la fuerza motriz.

1.3 Esquema organizacional

En el Anexo I se puede apreciar la distribución típica de funciones dentro de una empresa eléctrica la cual está conformada por el nivel directivo, ejecutivo, de apoyo y operativo.

Esquemáticamente la distribución de funciones resulta óptima para un correcto funcionamiento de una empresa eléctrica. En la vida real lo ideal sería tener resultados de índices de rendimiento de cada empleado por estación de trabajo y la cantidad de pasos que sigue cada proceso desde que se inicia hasta que culmina, y de esta manera determinar cuan competitiva es la empresa.

Lastimosamente se puede anticipar el resultado y determinarlo en la categoría de deplorable debido a que en los últimos años las empresas eléctricas son vistas como botines políticos y de cuota de poder ya que cada vez que se remueve un gerente o presidente ejecutivo, también se remueve la lista de trabajadores eventuales y a veces el total de nuevos miembros resulta mayor que el total predecesor logrando así incrementar indebidamente el rol de pagos.

1.3.1 Las empresas eléctricas

Existen en el país 20 empresas eléctricas que se dedican a la distribución; 19 de las cuales están conformadas como sociedades anónimas, con participación casi exclusiva de accionistas del sector público; y, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil³⁶. Ver Anexo J.

La empresa eléctrica SUCUMBÍOS maneja un sistema de distribución aislado³⁷. Según el plan de expansión del sistema nacional de transmisión, este sistema aislado se incorporaría al SNI mediante la línea TENA-COCA de 138KV. Esa empresa maneja además, varios sistemas aislados en Putumayo, Nuevo Rocafuerte, etc.

Por otra parte, la empresa eléctrica AZOGUES, opera un sistema de distribución enlazado al SNT por medio de líneas y subestaciones de propiedad de la empresa eléctrica regional centro sur.

³⁶ Empresa que antes era de propiedad privada y actualmente está en proceso de valoración y trámite de licitación para concesión a una nueva empresa.

³⁷ Sistema no incorporado al Sistema Nacional Interconectado.

En febrero de 1.999 se conformó la empresa eléctrica Provincial Galápagos, para atender con el servicio eléctrico a cuatro islas habitadas de la provincia insular del mismo nombre.

En ciertos sectores de las provincias orientales existen pequeños sistemas menores o no incorporados que están dentro del área de concesión de algunas empresas distribuidoras; por lo que, esos sistemas forman parte de las respectivas empresas.

Algunas empresas distribuidoras operan también sistemas no incorporados; por ejemplo: empresa eléctrica EL ORO en el Archipiélago de Jambelí, empresa eléctrica GUAYAS-LOS RÍOS en la isla Puná, empresa eléctrica SUR en Zamora Chinchipe, empresa eléctrica QUITO en Oyacachi, empresa eléctrica CENTRO SUR en Santiago y empresa eléctrica ESMERALDAS en la zona norte.

Las empresas filiales de PETROECUADOR y las compañías petroleras que trabajan especialmente en el nororiente, disponen de sistemas de generación y distribución independientes. En especial la filial PETROPRODUCCIÓN cuenta con un importante sistema con líneas de subtransmisión a 34,5KV, aislado en parte para 69KV; y, líneas de 13,8KV.

Los problemas más críticos en la mayoría de las empresas de distribución son:

- Falta de información actualizada y confiable sobre las redes eléctricas, número total de los usuarios que reciben energía de las mismas y las curvas de demanda en cada elemento del sistema.
- Excesivas pérdidas de potencia y energía eléctricas.
- Ampliaciones sin la suficiente planificación y optimización técnico económica.
- Falta de cumplimiento con la disposición de escindir su generación.
- Características técnicas inadecuadas de equipos y redes.
- Protecciones de sobre corriente y sobrevoltaje sin coordinación.

Como consecuencia de lo anterior, se tienen altas pérdidas de energía, baja confiabilidad de suministro a los clientes, voltajes bajos



y variables en muchos puntos del sistema, sobre dimensionamientos y en otros casos sobrecargas en conductores y transformadores.

El factor de carga del sistema a nivel nacional tiene un valor³⁸ del 56%, lo que implica un uso no eficiente de la energía. Este índice indica que en las horas pico³⁹ se hace un uso no adecuado de la energía, que no sólo implica una mayor tarifa debido a que tienen que cubrir esta demanda con plantas ineficientes que tienen costos marginales elevados, sino también un incremento de las pérdidas totales que son del orden del 23%, de las cuales el 21% corresponde a la distribución eléctrica (10,5% de pérdidas técnicas y 10,5% de pérdidas negras).

La poca actividad industrial ha contribuido también a que el factor de carga del sector eléctrico sea bajo, por que de ser lo contrario, el uso de energía en horario fuera de la demanda máxima contribuiría a disminuir el pico que se forma en la curva diaria de carga.

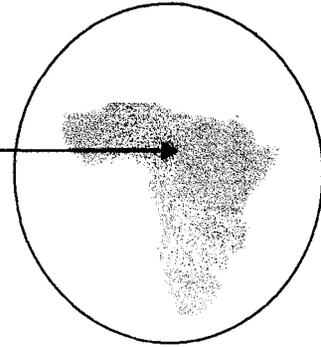
En la siguiente tabla se presentan los índices de eficiencia aceptados internacionalmente y los valores que existen en algunas partes del mundo incluido el Ecuador.

³⁸ Valor de factor de carga aceptado internacionalmente es del orden del 70%.

³⁹ La hora pico es comprendida entre las 18h00 hasta las 22h00.

**TABLA VIII
INDICADORES INTERNACIONALES DE REFERENCIA DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS**

INDICADORES REFERENCIALES DE EFICIENCIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS		
INDICADOR	ACEPTABLE	REALIDAD EN ALGUNOS PAISES
Coeficiente de electrificación	90%	5% (Africa Subsahariana)
Factor de carga	70%	56% (Ecuador)
Pérdidas eléctricas	10%	23% (Ecuador)
Clientes por empleado	150 – 200	42 (Bangladesh)
Fuente: Power and energy Efficiency Status Report on The World Bank's Policy: Julio 1994		



En el año 2003, el total del personal de las empresas generadoras, distribuidoras y transmisora era de 9.784 empleados, de la cual 6.895 trabajaron como personal de planta, 999 a contrato fijo y 1.890 fueron tercerizados; por lo que la relación cliente-empleado es de 317 usuarios por cada trabajador o lo que equivale a 3 trabajadores para cada mil clientes.

El valor internacional para la relación cliente por empleado es bajo debido al uso de la tecnología y programas de eficiencia que derivan en la reducción de personal.

Las horas de máxima demanda producen su pico mayor entre las seis de la tarde y las diez de la noche. El día de máxima demanda usualmente es el miércoles de cada semana y se estima que el incremento de la máxima demanda de energía que se produce en las horas pico debido al sector residencial y comercial es de 400MW como mínimo.

Los datos más importantes correspondientes al año 2.000, de las 20 empresas de distribución, se resumen en el Anexo K, en relación con:

- Provincias a las que sirven total o parcialmente.
- Área de concesión.
- Subestaciones del SNT a las que se conectan.
- Número de abonados.
- Longitud de redes primarias.
- Demanda máxima de potencia.
- Factor de carga.
- Energía disponible.

- Energía facturada.
- Pérdidas porcentuales de energía.

A continuación se mencionan algunos datos con respecto a las empresas de distribución correspondiente al primer semestre del año 2.004.

Existen 3.872,92KM de líneas de subtransmisión de las 20 empresas eléctricas distribuidoras.

Alimentadores primarios⁴⁰ de las empresas distribuidoras: 30.308,50KM en monofásico, 1.613,04 en bifásico y 17.065,40 en trifásico.

La potencia instalada de los transformadores de distribución fue de 3.744,08MVA en monofásico y 2.122,24MVA en trifásico, que da un total de 5.866,32MVA.

Redes de bajo voltaje de las distribuidoras: monofásicas 37.092,60, bifásicas 12.179,91 y trifásicas 6.717,99 KM; total 55.990,50 KM.

⁴⁰ Alimentadores primarios comprendidos entre 2,3 KV y 34,5 KV

Número de luminarias instaladas: 708.861, con una potencia total de 127,699KW.

En el Anexo L se presentan las pérdidas de energía por empresa distribuidora en el año 2.003.

1.3.2 Grandes consumidores

Los requisitos para ser calificado como un gran consumidor son⁴¹: tener un solo punto de medición, instalado en el lado primario del sistema de transformación.

El sistema debe cumplir con las normas y especificaciones que constan en la regulación No. 006/039 emitida por el directorio del CONELEC. Un listado de los grandes consumidores se presenta a continuación.



⁴¹ Ver capítulo dos en el punto 2.5.20

**TABLA IX
PRINCIPALES GRANDES CONSUMIDORES**

PRINCIPALES GRANDES CONSUMIDORES	
COMPAÑÍA	Empresa de Distribución
Industria Guapán	Centro Sur, Azogues
Aglomerados Cotopaxi	Elepco
Congaseosas	Categ
Andec	Categ
Ecapag	Emelgur
Base Naval	Categ
Aga	Categ
Adelca	Quito
Estación de bombeo de Severino	Manabí
Nirsa	Emepe
Ecuapel	Emelríos
Papelera Nacional	Milagro
Fuente: Datos estadísticos CONELEC 2.003	

El Anexo M presenta los principales indicadores a nivel de potencia nominal, efectiva; generación y distribución del primer semestre del año 2.004.

CAPÍTULO II

MARCO LEGAL

El sector eléctrico ecuatoriano visto como una industria en donde intervienen distintos entes con la finalidad de servir y lucrar, implica la necesidad de dejar en claro las reglas del juego.

La ambigüedad legal es perjudicial y el objetivo primordial del marco legal es la justicia apegada a derecho para beneficio del universo eléctrico ecuatoriano. Los procedimientos equitativos redundarían en beneficio de la gran mayoría de los participantes del sector eléctrico.

Las siguientes condiciones deben ser establecidas para que exista competencia en la producción de energía eléctrica:

- Estructura del mercado donde se ha de competir, es decir, que exista un número suficiente de vendedores y compradores.
- Grado de diferenciación subjetiva para elegir entre productos competitivos.
- Ausencia de barreras a la entrada de nuevas empresas.

- Evitar la monopolización, no permitiendo la concentración en una o en pocas empresas.

Las instituciones del Estado deben asegurar cuatro libertades para que exista mercado en materia de producción de energía eléctrica:

- Libertad de ingreso al mercado, es decir que no existan barreras de entrada, lo que permite la participación de nuevos agentes.
- Libertad de acceso a la red de transmisión y a las infraestructuras. Quienes son propietarios de las redes deben asegurar una posición de neutralidad al acceso por parte de quienes negocien sobre la misma, sin perjuicio de que los acuerdos entre los usuarios de la red y sus propietarios sean negociados o reglamentados.
- Libertad de contratación y formación competitiva de precios.
- Libertad de inversión.



CIB-ESPOL

El diseño e implementación de un programa para promover el uso eficiente y conservación de la electricidad en la que se identifiquen los obstáculos para lograr la eficiencia es importante de forma complementaria.

El Ministerio de Energía y Minas realiza el trabajo de promoción de uso eficiente de la energía en Ecuador.

La labor se basa en el análisis de la demanda de electricidad y opciones para el mejoramiento de la eficiencia sin dejar de lado la realización de estrategias y políticas para eliminar las barreras, incluyendo incentivo a las tarifas para aumentar el ahorro del usuario final.

Las barreras son todas aquellas acciones que retardan o empeoran el servicio eléctrico, por ejemplo: demora en la realización de trámites, falta de atención al usuario, falta de programas de mantenimiento acordes a la demanda, desacertadas decisiones de los directivos, negligencia de los empleados, etc.

Los consumidores de electricidad son los beneficiarios directos de la aplicación de esos programas porque de esta forma obtendrían servicio eléctrico más eficiente⁴².

El sustento del marco legal en que el sector eléctrico parte de la declaratoria del Código Civil ecuatoriano en la que se manifiesta que "*La ley es una*

⁴² Servicio de mayor calidad, ambientalmente sustentable y una expansión del mismo hacia áreas rurales que actualmente carecen del servicio, al mismo tiempo se vería reducido el riesgo de racionamientos contribuyendo también en mejorar las condiciones de vida en áreas rurales alejadas.

declaración de la voluntad soberana que, manifestada en la forma prescrita por la Constitución, manda, prohíbe o permite⁴³, dejando de lado las explicaciones, justificaciones o excusas.

El artículo segundo del mismo Código, deja en claro que la costumbre no constituye derecho sino en los casos en que la ley se remita a ella.

2.1 Constitución Política del Ecuador

La Constitución codificada y aprobada el 5 de junio de 1.998 establece que ésta prevalece sobre cualquier otra norma legal⁴⁴. El Estado reconoce y garantiza el derecho a una calidad de vida a todas las personas que conforman el territorio ecuatoriano⁴⁵.

La suspensión del servicio eléctrico sea cual sea el motivo queda terminantemente prohibido⁴⁶.

El Estado tiene la obligación de tomar medidas orientadas a la promoción en el sector público y privado del uso de energía alternativa no contaminante y con tecnología ambientalmente limpia⁴⁷.

⁴³ Código Civil. Art. No. 1 Título preliminar. De la Ley

⁴⁴ Art. No. 272

⁴⁵ Art. No. 23 Inciso 20

⁴⁶ Art. No. 35 Inciso 10

Las personas que necesiten y/o utilicen la energía eléctrica, son calificadas como consumidor y tienen el derecho de que el producto del cual se sirven sea de calidad y en caso de no serlo, tienen el poder de reclamo por intermedio de los procedimientos de defensa del consumidor⁴⁸.

El Estado tiene la responsabilidad de proveer el servicio de fuerza eléctrica y puede realizarlo de forma directa o por delegación a empresas mixtas o privadas mediante concesión, asociación, capitalización, traspaso de la propiedad accionaria o cualquier otra forma contractual, de acuerdo con la Ley⁴⁹.

2.2 Ley de Régimen del Sector Eléctrico

El sector eléctrico se encuentra normado por ésta Ley que establece el marco legal para la participación en el sector eléctrico, por lo que a continuación se procede a mencionar extractos de los artículos que afectan a la elaboración de la tarifa eléctrica y su interpretación.



CIB-ESPOL

⁴⁷ Art. No. 89 Sección segunda Del medio Ambiente.

⁴⁸ Art. No. 92 Sección tercera De los consumidores.

⁴⁹ Art. No. 249 Título XII Del sistema económico Capítulo 1 Principio generales

Art. 1.- *“Deber del Estado” de forma directa o indirecta, satisfacer la necesidad de energía eléctrica, debido a que es un servicio de utilidad pública de interés nacional.*

Léase: El Estado tiene la obligación de cubrir la demanda de energía eléctrica de quien la necesite y su participación puede ser de forma directa o indirecta.

Art. 5.- *“Objetivos” Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad; promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad; asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios; garantizar la aplicación de las tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos; tarifas justas para el inversionista como para el consumidor.*

Léase: Al consumidor hay que brindarle un servicio de alta calidad⁵⁰ y confiabilidad, situación que es regulada por lo establecido en el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad⁵¹.

⁵⁰ La ley eléctrica de Colombia fundamentada en la búsqueda de la eficiencia para atender la demanda, establece que el servicio de energía eléctrica sea con **buenas** condiciones de calidad. Ley 142,143 de 1.994.

⁵¹ Expedido por Decreto Ejecutivo No 592 de 11 de febrero de 1999, R.O. No. 134 de 23 de febrero de 1.999, gobierno del Dr. Jamil Mahuad Witt.

La calidad es clasificada en tres niveles:

- Calidad del producto: Nivel de voltaje, perturbaciones, factor de potencia.
- Calidad del Servicio Técnico: Frecuencia de interrupciones, duración de interrupciones.
- Calidad del Servicio Comercial: Atención de solicitudes de servicio, atención y solución de reclamos, errores en medición y facturación.

La competencia entre empresas generadores debe ser incentivada y garantizar tarifas preferenciales a sectores de escasos recursos económicos.

La pregunta en el aire es ¿De qué manera? ¿Quién o quienes asumen el valor diferencial en caso de que esa tarifa no cubra los costos para brindar el servicio eléctrico, cuando al final se establece que el Estado garantiza tarifas justas para el inversionista y para el consumidor?



CIB-ESPOL

Art. 6.- “Afectación al servicio eléctrico” *El estado es titular irrenunciable del servicio de energía eléctrica.*

Léase: El Estado está obligado a ser titular del servicio eléctrico

Art. 7.- “Continuidad de servicio” *El Estado garantiza la continuidad del servicio de energía eléctrica.*

Léase: El Estado asume el desarrollo de las actividades de la actividad de generación, transmisión y distribución, en caso de no existir oferentes a quienes concesionar.

Art. 8.- “Definición legal de la Energía Eléctrica” *Para los efectos legales y contractuales se declara la energía eléctrica un bien estratégico, con los alcances para efecto de los problemas económicos del artículo 604 del Código Civil y las disposiciones pertinentes de la ley de seguridad nacional.*

Léase: El Código Civil establece lo que es un bien mueble⁵², por lo tanto, la energía eléctrica es una cosa corpórea, bien mueble que puede transportarse de un lugar a otro, sea moviéndose

⁵² Código Civil. Art. No. 604 Libro II. De los bienes y su dominio, posesión, uso, goce y limitaciones.

por si mismo o que solo se mueva por la fuerza externa, como las cosas inanimadas.

La definición de la energía como bien mueble permite la aplicación del Código Penal en su Título⁵³ X; pero, al ser declarada la energía eléctrica como bien estratégico, se permite las disposiciones pertinentes de la Ley de Seguridad Nacional.

Lo anterior se puede interpretar como traba jurídica y el resultado es la no aplicación del Código Penal por el robo o hurto de la electricidad.

El hurto es cuando por ejemplo un usuario se conecta directamente a la red de distribución de la empresa concesionaria del sector.

El robo es por ejemplo la violación de la seguridad del medidor de energía eléctrica para su manipulación a beneficio del usuario.

⁵³ Código Penal Art. 574 al Art. 553 De los delitos contra la propiedad. Capítulo I y II Del hurto y del robo.

Las empresas distribuidoras cuando sorprenden a los usuarios en alguno de los ejemplos mencionados, solamente refacturan el valor de un año de consumo y en caso de ser reincidente, el retiro del servicio.

La traba jurídica no permite que el escarmiento sea mayor para el infractor por lo que esta situación crea un medio político donde los acuerdos se logran en perjuicio de las distribuidoras.

El incremento de pérdidas negras en el tiempo se obtiene como consecuencia de ésta inseguridad.

La República de Colombia establece criterios sobre protección de los derechos de los usuarios de servicios públicos y define los principales aspectos de la relación empresa comercializadora y el usuario.

La recuperación de pérdidas negras es lograda por la introducción de normas que entregan a las empresas eléctricas las herramientas necesarias sobre el uso no autorizado o fraudulento de la energía eléctrica⁵⁴.

⁵⁴ República de Colombia. Resolución CREG 108 de 1.997



La ley general de servicios eléctricos⁵⁵, en materia de energía eléctrica en su artículo 143, establece que el Gobierno podrá tomar a su cargo el uso de los servicios eléctricos sólo en caso de guerra externa o calamidad pública.

El gobierno ecuatoriano puede tomar control en cualquier momento del servicio eléctrico conforme lo establece la Ley de Seguridad Nacional⁵⁶.

Art. 11.- “Estructura del Sector Eléctrico” *Lo conforma el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, el Centro Nacional de Control de la Energía CENACE, las empresas eléctricas concesionarias de generación, la empresa eléctrica concesionaria de transmisión TRANSELECTRIC y las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.*

Art. 13.- “Funciones y facultades” *El CONELEC tiene la facultad de aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución.*

⁵⁵ República de Chile. Ley Eléctrica expedida en septiembre 13 de 1.982

⁵⁶ Ley de Seguridad Nacional. Art. No. 2 R.O. No. 892 de agosto 9 de 1.979

Léase: El CONELEC es el único ente que tiene la potestad de aprobar los pliegos tarifarios (más de uno), quedando excluidos los consumidores no regulados⁵⁷ que realicen contrato directo con las empresas de generación.

Art. 27.- “De las empresas de generación existentes” Podrán previo informe valorado, permitir la inversión y participación accionaria del sector privado en la composición de su capital social, hasta por un monto máximo del 39% del accionario de la empresa; pudiéndose vender un 10% más a los trabajadores del sector eléctrico.

Léase: El Estado, en un principio, tenía asegurado el derecho de regir las decisiones de la empresa, en virtud de que poseía la mayoría de las acciones. Éste artículo fue reformado⁵⁸ y establece lo siguiente:

Art. 27 REFORMADO.- “De la participación del sector privado” El sector privado podrá participar en el capital social

⁵⁷ Grandes consumidores que establecen contratos de compra-venta de energía eléctrica de forma directa con las empresas generadoras.

⁵⁸ Ley para la Transformación Económica del Ecuador. Capítulo VIII de las reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Art. No. 51 R.O. No. 34 de marzo 13 de 2.000

de la empresa de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Los trabajadores, ex trabajadores y jubilados del sector eléctrico tendrán derecho de adquirir acciones hasta por el diez por ciento del capital suscrito.

Léase: El ingreso de capitales privados en el negocio eléctrico es permitido.

Art. 28.- “Mecanismos de inversión y participación del sector privado”⁵⁹ *El Fondo de Solidaridad pondrá a disposición del sector privado un porcentaje no mayor al cincuenta y un por ciento de acciones con derecho a voto o suscripción de acciones con derecho a voto en el capital de la empresa.*

Léase: La titularidad del Estado en las empresas eléctricas es mantenida, en concordancia al artículo seis de la LRSE, con la diferencia de que el sector privado tiene derecho de voz y voto en las decisiones a ser tomadas.

Éste artículo hace referencia al 51% de capital social total de la empresa, estableciendo concordancia con el artículo veinte y

⁵⁹ Ley para la transformación económica del Ecuador. Art. No. 52

siete reformado de LRSE, deshaciendo el monopolio por parte del Estado en el sector eléctrico.

La excepción es HIDROPAUTE debido a su valor estratégico, en concordancia con el artículo ocho de esta misma Ley.

La participación del sector privado en la República de Colombia⁶⁰, en el negocio de la transmisión, ha permitido que los inversionistas hayan adquirido el control de la compañía con el 48.5% de la acciones en 1.997

Las acciones transferidas⁶¹ en el año 1.998 a manos privadas de las empresas de distribución fue de alrededor del 65%.

Las acciones anteriores permitieron que la tarifa media para el sector comercial y oficial descienda en términos reales un 19% la primera y 10% la segunda en el lapso de tiempo comprendido entre 1.995 y 1.999



CIB-ESPOL

⁶⁰ Unidad de planeación minero energética-UPME, "Una visión del mercado eléctrico colombiano". Bogotá a julio de 2.004

⁶¹ República de Colombia. Empresas de distribución y comercialización ELECTRICARIBE y ELECTROCOSTA.

La tarifa media del sector industrial descendió el 44%. La introducción de la competencia en el sistema colombiano fue un factor importante para esta reducción.

Lo anterior demuestra que el Estado ecuatoriano se mantiene cauteloso en cuanto a dejar todo en decisiones por parte de inversionistas privados.

El principal justificativo para que el Estado mantenga esa posición es que la industria eléctrica nacionalizada genera los recursos necesarios para financiar sus necesidades reales de desarrollo en armonía con los planes de mejora social y económica del país.

La razón secundaria es porque la concesión del área eléctrica compromete gravemente la exclusividad del Estado en materia de energía, al transferir a intereses particulares la facultad de determinar el uso racional de los recursos naturales.

El tercer justificativo es que la posibilidad de un desarrollo científico y tecnológico propios serían cancelados,

comprometiendo la protección del medio ambiente y por tanto la atención de la población en general.

La moneda oficial del Ecuador en los actuales momentos es el dólar⁶² Norteamericano y por lo tanto el Estado no emite moneda local.

El ingreso de divisas depende de las acciones que el Estado realice en materia productiva para lograr y procurar que las mismas circulen dentro de la nación evitando la fuga de capitales.

Art. 31.- “Obligaciones de las empresas de generación” *Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no podrán asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco podrán celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.*

⁶² Decisión de cambiar la moneda oficial, realizada en el Gobierno del Dr. Gustavo Noboa Bejarano en el año 2.000 como medida de frenar una hiperinflación y de estabilizar la economía del país.

Léase: Las estrategias en conjunto con el fin de dominar el mercado eléctrico están prohibidas, por lo que solamente se podrá controlar el 25% de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional por parte de cada empresa generadora.

Las generadoras desarrollarán sus proyectos por su propia cuenta, asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación.

El mercado oligopólico es cuando se tiene un mercado de generación donde participan un grupo reducido de empresas generadoras de energía eléctrica, algunas de las cuales representan un porcentaje importante de la oferta total.

La teoría de los juegos⁶³ es la herramienta ideal para analizar éste tipo de mercado y poder predecir el comportamiento del sector.



CIB-ESPOL

⁶³ La teoría de juegos tiene una relación muy lejana con la estadística. Su objetivo no es el análisis del azar o de los elementos aleatorios sino de los comportamientos estratégicos de los jugadores. En el mundo real, tanto en las relaciones económicas como en las políticas o sociales, son muy frecuentes las situaciones en las que, al igual que en los juegos, su resultado depende de la conjunción de decisiones de diferentes agentes o jugadores. Se dice de un comportamiento que es estratégico cuando se adopta teniendo en cuenta la influencia conjunta sobre el resultado propio y ajeno de las decisiones propias y ajenas.

El objetivo de las generadoras es la maximización de los beneficios tomando en cuenta que el sistema hidrotérmico ecuatoriano conlleva algunos riesgos como son:

- Precios del mercado de corto plazo altamente volátiles⁶⁴.
- La demanda es incierta y se corre el riesgo de no salir despachado.
- Riesgo de no poder cumplir la entrega de energía debido a la incertidumbre de la disponibilidad de la planta, en la disponibilidad del combustible en caso de plantas térmicas y de los caudales de los ríos en el caso de plantas hidráulicas.
- La posibilidad que se presente mora en el pago por parte de los compradores después de haber sido entregado el producto.

Art. 38.- “Prohibición de Monopolios y Garantías por parte del Estado” Esta Ley prohíbe expresamente conductas

⁶⁴ HIDROPAUTE informe ejecutivo. Año 2.002 Ing. Rene Morales Cardozo. Presidente ejecutivo. “la comercialización de la energía se la realizó principalmente por medio de los contratos PPA suscritos con las empresas de distribución, el 63,67%, y con los grandes consumidores el 1,25%, a un precio ponderado de 1,788 c/KWH y el 35,08% se comercializó en el mercado ocasional, a un precio ponderado de 3,409 c/KWH.

monopólicas, tales como la colusión para la fijación de precios por encima de aquellos que existirían en ausencia de dicha conducta colusiva.

Léase: El Estado garantiza un mercado de competencia y el CONELEC podrá iniciar las acciones judiciales a que hubiere lugar en caso de que se atente contra la libre competencia.

Art. 45.- “Del mercado eléctrico mayorista” *El mercado eléctrico mayorista (MEM) estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.*

Art. 46.- “Contratos a plazo en el mercado eléctrico mayorista” *El CENACE comunicará a todos quienes intervengan en el mercado el precio de venta para cada período horario, sobre la base del costo económico marginal instantáneo de corto plazo y el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central de generación marginal, que resulte de la operación en tiempo real del sistema nacional interconectado. El precio así establecido será uniforme para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate.*

Léase: El ingreso de la central generadora más económica del momento es autorizada a entrar en escena a medida que se incrementa la demanda de potencia y energía.

La última en ingresar es la que establece el precio de la energía a ser cancelado a todas las empresas generadoras.

El objetivo final de éste artículo de la LRSE es el principio de equidad para las generadoras participantes.

La suposición de que las primeras generadoras que ingresan al despacho económico son las que más rentabilidad adquieren es la primera impresión.

Por lo general, las primeras empresas en participar son las que poseen un costo marginal bajo y esto corresponde a las generadoras hidráulicas.

Las últimas empresas en ser despachadas son las plantas que queman combustible para generar.

El equilibrio económico está dado en que las primeras poseen un costo fijo alto en la implementación de la empresa y la amortización del capital es con una tasa de recuperación baja.

El costo fijo de las plantas térmicas, al contrario que las hidráulicas, es bajo y además la cantidad de horas que entregan energía al sistema es menor que las hidroeléctricas.

El equilibrio, obviamente, no es la posición horizontal de la romana debido a que se tienen dos despachos económicos: el ideal y el real.

La planificación de operación de unidades de generación, en el despacho económico ideal, es tomando en cuenta la proyección de la demanda procurando mantener condiciones óptimas del sistema.

Esa planificación permite un reparto justo de las unidades ofertadas en el mercado eléctrico mayorista.

El despacho económico real se aparta del ideal debido a múltiples variables que pueden originarse en la operación del sistema⁶⁵.

El resultado es el despacho de generadoras no programadas, obteniéndose un posible incremento en las utilidades de las primeras empresas despachadas.

Art. 47.- “Mercado ocasional” *Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que se despachen. Las compras que realicen los distribuidores y grandes consumidores se valorizarán al precio que periódicamente fije el CENACE.*

Léase: Lo establecido en el artículo anterior es ratificado en lo concerniente a las transacciones del mercado ocasional y se garantiza el respeto del contrato de compra venta de energía entre un gran consumidor y una empresa generadora.

Art. 48.- “Remuneración de la potencia disponible no despachada en el mercado ocasional” *Los generadores que pongan a*

⁶⁵ Restricciones de líneas de transmisión, indisponibilidad de generadoras, ubicación geográfica de la demanda.



disposición del MEM equipamientos de generación no comprometidos en contratos a plazo que no resulten despachados, percibirán de parte de los distribuidores y grandes consumidores una compensación mensual por el tiempo de puesta a disposición de su potencia en los tramos horarios que fije la reglamentación.

Léase: Los grandes consumidores y distribuidores, dentro del mercado ocasional, deberán cancelar una compensación mensual a las empresas generadoras por la disposición de entregar potencia y energía al sistema. El valor es fijado vía Regulación⁶⁶ del CONELEC.

El pago establecido se justifica porque el inversionista que establece un negocio de generación deseará recuperar el capital invertido en cierto tiempo.

Al no ser garantizado⁶⁷ el despacho de forma continua (ingreso de utilidad por energía vendida), es que se lo incentiva remunerándolo por la disposición de estar listo a operar.

⁶⁶ Regulación 003/04 "Cálculo de la potencia remunerable"

⁶⁷ LRSE Art. No. 34 Inciso tercero agregado mediante Ley 2000-4 (Ley para la Transformación Económica del Ecuador) publicada en el Suplemento del Registro Oficial No.34 del 13 de marzo del 2.000

La remuneración de potencia es una medida para evitar estrategias de parte de las empresas generadoras⁶⁸ con el fin de incrementar el precio de la energía ofertado en el Mercado Eléctrico Mayorista.

La estrategia típica de las generadoras es por ejemplo: Los directivos de la empresa programan efectuar un mantenimiento nocturno por lo que para no salir despachada, oferta precios altos. Al mismo tiempo para asegurar el cargo por capacidad declara una disponibilidad alta

En el caso de que lo mismo suceda con otras generadoras, al final como resultado todas salen despachadas con precios superiores al precio marginal.

Con el incentivo de solo remunerar la potencia disponible no despachada, las generadoras del ejemplo anterior bajo esta condición deberían declarar una disponibilidad baja.

Art. 51.- “De las tarifas: Precios sujetos a regulación” Los precios sujetos a regulación se denominará tarifas y corresponde

⁶⁸ Mercado de competencia tipo oligopolio.

únicamente a los siguientes: transferencia de potencia y energía entre generadores, de generadores a distribuidores, de transmisión, peaje por el uso de terceros del sistema de distribución y por suministro a consumidores finales.

Léase: Todos los precios, que resulten de la transferencia de potencia y energía entre los miembros del MEM, son denominados "tarifas".

Art. 52.- "Precios libres" *Los distribuidores y grandes consumidores podrán contratar el abastecimiento de energía eléctrica para consumo propio, con su generador o distribuidor, sin sujetarse necesariamente a las tarifas que fije el CONELEC.*

Léase: El precio de energía pactado, en los contratos que puedan celebrar los distribuidores y grandes consumidores con las empresas generadoras, es respetado.

El valor de la energía es producto de la oferta y demanda, con la posibilidad de ser igual, menor o mayor que las tarifas fijadas por el CONELEC.



CIB-ESPOL

Art. 53.- “Principio tarifarios” *Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) de empresas eficientes⁶⁹; los pliegos tarifarios definirán las tarifas y la rentabilidad del capital invertido en el país, la tasa interna de retorno, la depreciación de los activos. Se tomará en cuenta el derecho de los consumidores de más bajos recursos económicos a acceder al servicio y serán subsidiados por los usuarios residenciales de mayor consumo en cada zona geográfica.*

Léase: La aplicación del pliego tarifario, aprobado por el CONELEC, a los consumidores finales regulados es reflejado en las tarifas, que no es más que los ingresos de la empresa distribuidora.

El valor de la tarifa debe ser suficiente para poder cubrir en su totalidad los egresos en generación eléctrica⁷⁰, los costos

⁶⁹ En la reforma a LRSE se incluye en este artículo “En consecuencia, las tarifas reflejarán los costos reales del servicio basados en parámetros internacionales de calidad y eficiencia y en ningún caso excederán las que rijan en el mercado internacional”

⁷⁰ El egreso de generación no solo se refiere a la compra de energía sino que están incluidos los promedios de los costos marginales esperados más la potencia disponible en un período.

medios del sistema de transmisión y los costos propios de la actividad de la distribuidora⁷¹.

Los índices de gestión que emitió el CONELEC vía Regulación⁷² deben ser tomados en cuenta en la preparación de los pliegos tarifarios.

La Regulación antes citada fija los valores máximos⁷³, en el numeral 2.2 “gastos de operación y mantenimiento”, que una empresa eléctrica debe presentar ante el CONELEC para la fijación del pliego tarifario, en conformidad a lo establecido en el Reglamento de Tarifas Eléctricas⁷⁴.

La reforma hecha a éste artículo deja en claro que las tarifas deben reflejar los costos reales del servicio y en ningún caso excederán las que rijan en el mercado internacional.

⁷¹ “El déficit tarifario en el sector de la distribución de energía eléctrica” Ing. Juan Rodríguez. XX SEMINARIO NACIONAL DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA. Febrero de 2005. Manta, Manabí, Ecuador. Este documento analiza por medio de la cuantificación del principio tarifario la forma en que se estructuran los precios.

⁷² CONELEC Regulación No. 009/00 “Índices de gestión para elaboración de pliegos tarifarios”.

⁷³ Valores expresados como porcentaje de los activos en servicio.

⁷⁴ Reglamento expedido por Decreto Ejecutivo No. 2713 de 7 de junio de 2.002 R.O. No. 598 de junio 17 de 2.002 del gobierno del Dr. Gustavo Noboa Bejarano.

El artículo establece que los usuarios residenciales de mayor consumo de energía deben aportar un cierto valor para cubrir la diferencia de costos que resulta de llevar el servicio eléctrico a los de menos recursos económicos.

Art. 56.- *“Valor agregado de distribución (VAD)”* corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa tipo con costos normalizados. Se lo calcula tomando en cuenta: costos asociados al consumidor, pérdidas técnicas medias de potencia y energía; y, costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución.

Léase: El artículo da la definición de lo que es el VAD y lo que su cálculo debe tomar en cuenta. Las empresas distribuidoras deben calcular y establecer su valor agregado de distribución a fin de definir el pliego tarifario para su área de concesión.

Art. 57.- *“Pliego tarifarios y ajustes”* Los pliegos tarifarios incluirán ajustes automáticos de tarifas hacia arriba o hacia abajo y se lo realizará de forma anual.

Léase: Las tarifas pueden variar de un año a otro. La variación es debido a las condiciones del mercado eléctrico.

Art. 59.- *“Protección de los derechos del usuario” El usuario final podrá emprender acciones legales por el deficiente servicio de suministro estable de energía, alteraciones de voltaje en más o en menos y tarifas que excedan los valores legalmente aprobados de conformidad con la ley.*

Léase: El libre reclamo por parte del usuario, ante la oferta de un producto que no cumple con las normas de calidad, es permitido.

Art. 62.- *“Electrificación rural y urbano marginal” Las empresas generadoras que facturen directamente a los grandes consumidores, depositarán mensualmente el monto del 10% adicional facturado.*

Léase: El fondo del FERUM recibe de parte de las empresas generadoras, la contribución de la décima parte del valor total facturado a los grandes consumidores en beneficio del FERUM

Art. 67.- *Exonérese el pago de aranceles, demás impuestos adicionales y gravámenes que afecten a la importación de materiales y equipos no producidos en el país; además se exonera el pago de impuesto sobre la renta durante cinco años a partir de su instalación, para la investigación, producción, destinados a la utilización de energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras..*

Léase: La no aplicación de impuestos incentiva la inversión de capitales privados.

Los inversionistas tienen éste beneficio solamente en la realización de estudios o en la implementación física de proyectos que exploten el uso de energía renovable no convencional.

Art. 68.- *El CONELEC impulsará proyectos de minicentrales⁷⁵ eléctricas hasta un límite de 10MW para utilizar los variados recursos hídricos que tiene el Ecuador.*



CIB-ESPOL

⁷⁵ Ley para la transformación económica del Ecuador. Art. No. 100. Se deroga el inciso segundo del artículo 68 de LRSE retirando el límite de 10MW de capacidad instalada de las minicentrales.

Léase: Las condiciones geográficas e hidrológicas que posee el Ecuador deben ser aprovechadas para beneficio colectivo de la población.

2.3 Cargos a los sectores productivos

Los cargos son valores que se les cobran de forma obligatoria a los usuarios, adicionalmente al consumo facturado de energía.

La tasa de seguro contra incendios solamente es cobrada a los abonados de los sectores residencial y comercial, de conformidad con el Decreto Ejecutivo No. 1385 de diciembre 11 de 1.985

El cálculo de la tasa anterior es de la siguiente forma:

- Categoría residencial

Hasta los 100KWH de consumo mensual: 0,0011764 de un SMV⁷⁶

De 101 a 500KWH de consumo mensual: 0,0023529 de un SMV

Sobre los 501KWH de consumo mensual: 0,0035294 de un SMV

- Categoría comercial

⁷⁶ Salario mínimo vital a octubre de 2004 es de \$135.60 dólares americanos.

Hasta los 100KWH de consumo mensual: 0,0029411 de un SMV

Sobre los 101KWH de consumo mensual: 0,0041176 de un SMV

La contribución a la institución bomberil se calcula de la siguiente forma⁷⁷:

- El equivalente al 0.50% de la remuneración básica unificada del trabajador en general, a los medidores de servicio residencial o particular
- El equivalente al 1,50% de la remuneración básica unificada del trabajador en general, a los medidores destinados al servicio comercial
- El equivalente al 3% de la remuneración básica unificada del trabajador en general, a los medidores destinados a los pequeños industriales
- El equivalente al 6% de la remuneración básica unificada del trabajador en general, a los medidores de los demás industriales.

⁷⁷ En conformidad a lo establecido en la Ley Reformatoria a la Ley de Defensa Contra Incendios, publicada en el Registro Oficial No. 99 de junio 9 de 2.003

Los Municipios, mediante ordenanza municipal, establecen el cobro de una tasa adicional⁷⁸ por concepto de recolección de basura.

La recaudación de la tasa de recolección de basura es vía planilla eléctrica y su valor es determinado por una tabla de valores que emite la misma ordenanza en función del consumo de energía.

Actualmente, el impuesto al consumo en beneficio de las empresas distribuidoras⁷⁹ se encuentra derogado.

La Ley de Educación Física Deporte y Recreación en su artículo 64 establecía la exoneración del cobro de energía a los establecimientos deportivos y actualmente esta suprimida⁸⁰.

El subsidio del cual disfrutaban los usuarios de la categoría residencial es retirado⁸¹ para aquellos abonados que registren consumos de hasta 1.000KWH mes.

⁷⁸ Ley de Régimen Municipal. Art. No. 398 literal e). Reformado mediante Ley 44. R.O. No. 429 de septiembre 27 de 2004.

⁷⁹ Ley 004 R.O.S. No. 0325 de mayo 14 de 2.001

⁸⁰ R.O. No. 0377 de agosto 6 de 1.998

⁸¹ R.O. No. 681 de octubre 11 de 2.002

2.4 Reglamentos subordinados

Los reglamentos son un conjunto de normas jurídicas emanadas de la administración para la regulación de una materia.

La Ley que es publicada en el Registro Oficial entra en vigencia y permite que el presidente de turno despache los reglamentos necesarios para la correcta aplicación de la Ley⁸².

2.4.1 Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico⁸³

Los principios, reglas y procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico son establecidos en este reglamento.

Las actividades de generación y los servicios públicos⁸⁴ de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica son normados con el presente reglamento.

⁸² Atribuciones del poder Ejecutivo que le confiere el Art. 171, numeral 5 de la Constitución Política vigente.

⁸³ Decreto Ejecutivo No. 754 de octubre 22 de 1.997 R.O. No. 182 de octubre 28 de 1.997

⁸⁴ Servicios necesarios para satisfacer, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, los requerimientos de suministro del servicio eléctrico a usuarios o consumidores.

La energía eléctrica es declarada un bien estratégico para los efectos legales y contractuales, de conformidad con lo dispuesto en el Art. 8 de la LRSE y en caso de cualquier transgresión a las disposiciones de la Ley se aplican las disposiciones previstas en el Código Civil y en el Código Penal si hubiere lugar a ello⁸⁵.

La transmisión y distribución de energía eléctrica deben ser ejecutadas como actividades con carácter de exclusividad.

La actividad de generación es desarrollada como un proceso productivo de libre competencia.

La actividad de transmisión es desarrollada a escala nacional por la empresa única de transmisión.

El plan maestro de electrificación es elaborado por el CONELEC y se extiende a todo el Sistema Nacional Interconectado y a los sistemas eléctricos no incorporados.

⁸⁵ Se ratifica la traba jurídica establecida en el análisis del Art. No. 8 de la LRSE

El plan de electrificación consiste en una planificación obligatoria para el sector público y referencial para el sector privado que oriente las decisiones de los inversionistas del sector.

Los recursos económicos del CENACE provienen de una contribución que abonan todos los integrantes del Mercado Eléctrico Mayorista, como alícuota, calculada en forma proporcional sobre las transacciones económicas efectuadas el año calendario inmediatamente anterior.

La importación de energía eléctrica se realiza en condiciones de libre mercado en conformidad por lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 10 de la LRSE.

La energía y potencia eléctrica ofrecida por empresas eléctricas de otros países es considerada en la programación de despacho económico de carga que realiza diariamente el CENACE.

El plazo que establece el respectivo contrato por la prestación del servicio eléctrico debe ser respetado y todo usuario o consumidor debe cancelar las facturas que se generen.



La falta de pago faculta al concesionario de generación, transmisión o distribución, según sea el caso, a interrumpir la prestación del servicio de acuerdo con las normas previamente aprobadas por el CONELEC⁸⁶.

Las empresas de distribución y transmisión deben ser evaluadas cada cinco años incluyendo los activos y el cumplimiento de los indicadores de desempeño.

Asimismo, el diseño de la empresa modelo aplicable a cada una de ellas es revisado, en base a parámetros internacionalmente aceptados.

Los nuevos pliegos tarifarios son determinados sobre la base de lo anterior y se aplican las respectivas fórmulas de ajuste.

Los sistemas de distribución, dentro de los voltajes iguales o inferiores a 69KV, son proyectos de electrificación rural y urbano marginal al igual que los proyectos de generación no convencional

⁸⁶ Principio de no-gratuidad. Art. No. 83 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la LRSE

destinados a servir a los sectores rurales y marginales urbanos del país.

EL CONELEC dispone de jurisdicción coactiva.

El director ejecutivo del CONELEC tiene la calidad de juez de coactiva y emitirá el título de crédito y procederá a recaudar su valor para la recaudación de las contribuciones, intereses y multas que adeuden las compañías autorizadas para la generación, transmisión, distribución y comercialización

La designación de un delegado para la recaudación es posible sin que en ninguno de los casos se requiera orden de cobro.

En el auto de pago se podrá ordenar cualquiera de las providencias preventivas prescritas en el Código de Procedimiento Civil sin necesidad de acompañar ninguna prueba. En lo demás, se aplican las disposiciones contenidas en la sección 34 del Título II, Libro II del mismo Código.

2.4.2 Reglamento de suministro del servicio de electricidad⁸⁷

El Presidente Constitucional, Dr. Jamil Mahuad Witt en el año 1.999, expidió el presente reglamento que contiene las normas generales que deben observarse para la prestación del servicio eléctrico de distribución y comercialización.

Las relaciones entre el distribuidor y el consumidor están reguladas en éste reglamento tanto en los aspectos técnicos como en los comerciales.

El Estado tiene por objetivos el asegurar la confiabilidad, igualdad y el uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad, y regular la transmisión y distribución de electricidad.

El Estado debe cuidar que las tarifas eléctricas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor⁸⁸.

⁸⁷ Decreto Ejecutivo No 592 de febrero 11 de 1.999 R.O. No 134 de febrero 23 de 1.999

⁸⁸ LRSE Art. No. 5 literales c) y f)

La empresa distribuidora debe observar y cumplir las disposiciones que emanan de la Constitución y la Ley de Defensa del Consumidor en todo lo que sea aplicable.

El distribuidor que no cumpla con los niveles de calidad establecidos en las regulaciones pertinentes, estará obligado a resarcir todos los daños, previa verificación que efectuará la misma empresa distribuidora.

El consumidor esta obligado a permitir al distribuidor, el libre acceso a su inmueble para realizar las inspecciones técnicas necesarias, hasta el punto de entrega, así como para las lecturas del equipo de medición⁸⁹.

El distribuidor deberá efectuar al menos tres lecturas directas durante el año, en las zonas rurales o de menor densidad poblacional y al menos cuatro lecturas directas al año en las zonas urbanas o de mayor concentración de consumidores.

⁸⁹ Situación que por lo general no se da debido a que el medidor de energía eléctrica se encuentra dentro de los predios del consumidor y no se permite el fácil acceso para la correcta lectura del consumo de energía.

Las lecturas realizadas por los consumidores⁹⁰ son aceptadas, sin embargo en este caso, el distribuidor efectuará al menos una lectura por año para verificación.

La evaluación de la prestación del servicio por parte de las empresas distribuidoras, se efectúa considerando los siguientes aspectos:

- Calidad del producto: Nivel de voltaje⁹¹, perturbaciones⁹², factor de potencia.
- Calidad del servicio técnico: frecuencia de interrupciones, duración de interrupciones.
- Calidad del servicio comercial: atención de solicitudes de servicio, atención y solución de reclamos, errores en medición y facturación.

Los procedimientos de control, las infracciones y sanciones son definidos y las multas a los distribuidores, por incumplimiento en las

⁹⁰ Esto sucede por lo general en sectores muy alejados y de difícil acceso, ejemplo: sectores tipo montaña, en la que se justifica que cada mes un morador del sitio, se acerque a la agencia más cercana y entregue los datos de lectura tomados por ellos mismos. Un ejemplo es lo que sucede en el cantón Zaruma, Chilla provincia de El Oro y Cantón Pucará provincia del Azuay.

⁹¹ El Distribuidor debe efectuar pruebas mensuales de voltaje en los puntos de entrega del 0,01% de los consumidores de su sistema, por un período mínimo de siete días continuos.

⁹² Se controlan las oscilaciones rápidas de voltaje, las distorsiones armónicas y cualquier otro parámetro que la experiencia demuestre que afecta la calidad del servicio.

condiciones de prestación del servicio, se basan en valorar el perjuicio económico ocasionado a los consumidores y en particular. La reincidencia en faltas similares es valorada con especial énfasis cuando ella afecta a la misma zona o grupo de consumidores.

2.4.3 Reglamento para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución⁹³

El Dr. Gustavo Noboa Bejarano, Presidente Constitucional del Ecuador en el año 2.001, expidió el presente reglamento en cumplimiento a los artículos 5, 13 literal c), y 33 de la LRSE.

El reglamento establece las normas para solicitar, otorgar y mantener el libre acceso a la capacidad existente o remanente de los sistemas de transmisión o de distribución, que requirieren los agentes del mercado eléctrico mayorista.

Las obligaciones que conlleva el libre acceso son definidas, las mismas que corresponden a los actores encargados de prestar el servicio público de transporte de energía eléctrica.

⁹³ Decreto Ejecutivo No. 1626 de julio 2 de 2.001 R.O. No. 365 de julio 10 de 2.001



Los procedimientos para el acceso de un agente a la capacidad existente del Sistema Nacional de Transmisión de energía eléctrica son establecidos, especificando cuáles son las obligaciones y derechos de las partes y definiendo cuáles son las fronteras, propiedad y puntos de conexión del sistema.

El acceso de un agente al sistema de un distribuidor y el acceso a una línea de interconexión dedicada es reglamentada también.

2.4.4 Reglamento ambiental para actividades eléctricas⁹⁴

El Estado ecuatoriano reconoce a las personas el derecho a vivir en un ambiente sano, ecológicamente equilibrado y libre de contaminación que garantice un desarrollo sustentable⁹⁵.

El Dr. Gustavo Noboa Bejarano, Presidente Constitucional en el año 2001, expidió el presente reglamento en concordancia con los artículos 3 y 39 de la LRSE, el artículo 13 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la LRSE y los artículos 8, 12, 19 y 20 de la Ley de Gestión Ambiental⁹⁶.

⁹⁴ Decreto Ejecutivo No. 1761 de agosto 14 de 2.001 R.O. No. 396 de agosto 23 de 2.001

⁹⁵ Constitución Política Art. No. 23 numeral 6 y los Arts. 86 al 91

⁹⁶ Ley No. 99-37, R.O. No. 245 de julio 30 de 1.999

El reglamento establece los procedimientos y medidas aplicables para que las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en todas sus etapas⁹⁷ se realicen de manera que se prevengan, controlen, mitiguen y/o compensen los impactos ambientales negativos y se potencien aquellos positivos.

Se definen las atribuciones administrativas ambientales en el sector eléctrico para el CONELEC.

El Ministerio del Ambiente y las entidades de supervisión, regulación y control en materia de protección ambiental mantendrán una estrecha coordinación y cooperación con el CONELEC.

El reglamento determina las obligaciones de los concesionarios y titulares de permisos y licencias del sector eléctrico y los instrumentos ambientales para desarrollo de actividades eléctricas.

Los procedimientos y requisitos ambientales son establecidos para:

- El otorgamiento de concesiones, permisos o licencias

⁹⁷ Construcción, operación, mantenimiento y retiro.

- Los trámites a seguir para la obtención de los permisos previos para realizar actividades en áreas especiales y las formas de realizar control y vigilancia con el objeto de dar cumplimiento a Ley.

2.4.5 Reglamento sobre el control de abusos de posiciones monopólicas en las actividades del sector eléctrico⁹⁸

Las bases para que el Dr. Gustavo Noboa Bejarano, Presidente del Ecuador en el año 2001, haya expedido éste reglamento son:

- El Estado garantiza el desarrollo de las actividades económicas, mediante un orden jurídico e instituciones que las promuevan, fomenten y generen confianza.
- El Estado promueve el desarrollo de actividades y mercados bajo el principio de la libre competencia, sancionando prácticas monopólicas y otras que la impidan o la distorsionen⁹⁹.

⁹⁸ Decreto Ejecutivo No. 1822 de agosto 30 de 2.001 R.O. No. 408 de septiembre 10 de 2.001

⁹⁹ Constitución Política, Art. No. 244 numeral 1 y 3



- La aplicación de los artículos No. 27 y 38 de la LRSE y el artículo No. 7 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la LRSE.

El reglamento establece normas para evitar las siguientes situaciones:

- El abuso de posiciones monopólicas que vayan en desmedro de la competencia en la actividad de generación, que afecten el libre acceso a la transmisión y distribución.
- La afectación de los intereses de los consumidores y la colectividad por efecto de la concentración de la distribución.

La separación económica entre generadores y distribuidores es instaurada siempre y cuando exista integración vertical y cuando las transacciones de compraventa de energía realizadas mediante contratos a término superan el límite del 25% de la demanda de energía anual de la distribuidora.

La creación de una distribuidora, después de realizar la escisión de una empresa, no se puede ser realizada si es que la facturación a sus usuarios finales será menor de 600GWH anuales de energía.

La fusión no puede ser realizada entre empresas cuya facturación supere el 49% del total de la energía facturada en el mercado ocasional consolidada por el CONELEC.

El control de más del 25% de la potencia eléctrica instalada a escala nacional es negado para toda empresa de generación o grupo de empresas de generación integradas horizontalmente.

Los mercados de Guayaquil y Quito no pueden ser controlados simultáneamente por ninguna empresa de distribución o grupo de empresas de distribución integradas horizontalmente.

Las compañías que mantengan la separación económica entre generadores y distribuidores pueden comprar la mayoría de acciones en las compañías de generación constituidas con activos del Estado.

La condición a cumplir es que hayan adquirido la mayoría de las acciones de las sociedades anónimas de distribución o que hayan obtenido una concesión para la distribución.

Los grandes consumidores, tienen libertad de comprar la energía que demanden a cualquier empresa generadora, sin estar sujetos a los procedimientos establecidos en éste reglamento.

Las compras de electricidad, destinadas a satisfacer la demanda del mercado regulado de las empresas distribuidoras, se regirán siguiendo los procedimientos que aseguren la libre competencia de los oferentes.

Las empresas distribuidoras deben convocar a concursos públicos la compraventa de energía y de esta forma dar oportunidad, en igualdad de condiciones, a los generadores que tengan concesión, permiso o licencia, para que presenten ofertas.

Las ofertas presentadas son evaluadas con base en el precio en un mismo punto de entrega, a efectos de comparación.

La empresa distribuidora debe comprar la energía, en caso de que los precios de oferta de varias propuestas sean iguales, a tales oferentes en proporción a la cantidad ofertada por cada uno, siempre que los precios se mantengan e independientemente de que las cantidades sean proporcionalmente menores.



Las siguientes prácticas predatorias son controladas y sancionadas en caso de ocurrir:

- Las congestiones ocasionadas en el sistema de transmisión que provoquen un desvío ostensible del despacho programado por el CENACE.
- El retardo del libre acceso de un nuevo generador, por acciones injustificadas y no previstas en el reglamento de libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución.

Las situaciones anteriores suceden cuando intencionalmente el transmisor, sin conocimiento y autorización de parte del CENACE y del CONELEC, favorece el despacho de energía a ciertas empresas generadoras en desmedro de otras.

El director ejecutivo del CONELEC, de acuerdo al artículo 18 de la LRSE, puede iniciar acciones judiciales, civiles o penales, incluyendo medidas cautelares, para asegurar el cumplimiento de este reglamento.

2.4.6 Codificación del reglamento de tarifas eléctricas¹⁰⁰

La presente codificación del reglamento establece las normas y los procedimientos que se emplean para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final y el pago por el uso de los sistemas de transmisión y distribución.

Los costos para la determinación de las tarifas comprenden, de conformidad con la ley, los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución de empresas eficientes.

Los componentes del costo del servicio son los siguientes:

- Los costos de energía que corresponden a los costos variables para la producción de energía activa que incluyen: el suministro de combustible o el valor del agua del embalse que está proveyendo la energía marginal y los gastos de operación y mantenimiento asociados. Lo anterior es considerando un mercado abastecido.

¹⁰⁰ Decreto Ejecutivo No. 2713 de junio 7 de 2.002 R.O. No. 598 de junio 17 de 2.002

- El costo por restricción técnica del sistema, que corresponde al costo de la energía producida para mantener las condiciones del suministro del servicio en los niveles de calidad establecidos en la Ley y sus Reglamentos.
- Los costos de capacidad, se refieren a los costos de inversión relacionados con los bienes destinados a la generación, transmisión o distribución, incluyendo el suministro, montaje, operación y mantenimiento.
- Los costos de pérdidas atribuibles al proceso en los niveles admisibles aceptados por el CONELEC. Las pérdidas consideradas en la fijación de tarifas son pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.
- Los costos de comercialización, que corresponden a las obligaciones inherentes al proceso de comercialización entre el distribuidor y el consumidor final así como los servicios de medición prestados a los grandes consumidores.
- Los costos de administración, que son aquellos que se atribuyen a la gestión general de la empresa.

El precio referencial de generación cuatrienal es calculado por el CENACE y aprobado por el CONELEC, tomando en cuenta los siguientes componentes:

- Componente de Energía: Corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un período de simulación de cuatro años del despacho de carga de mínimo costo.

El promedio de costo ponderado proviene de la planificación operativa del sistema de generación elaborado por el CENACE, con el objeto de mitigar las variaciones que pueden experimentar los costos, tanto diaria como estacionalmente.

El CONELEC, para efecto de éste cálculo, debe preparar y entregar al CENACE las presunciones referentes al equipamiento previsto que opere en ese período.

Se deben obtener seis valores promedio para períodos horarios estacionales. Para esto se consideran dos estaciones al año: estación lluviosa y estación seca.

Los valores correspondientes a la estación lluviosa se aplican a los consumos de los meses de abril a septiembre y los correspondientes a la estación seca se aplican a los consumos de octubre a marzo.

En cada una de estas estaciones se consideran los siguientes períodos horarios:

1. De demanda punta: Desde las 17h00 hasta las 22h00 de lunes a domingo.
2. De demanda media: Desde las 07h00 hasta las 17h00 de lunes a viernes.
3. De demanda base: Las restantes horas de la semana.

En los días que sean festivos nacionales se consideran horas de punta y base similares a las del día domingo.

El cálculo de éste componente es incluyendo el costo de las restricciones que impidan la ejecución de un despacho a mínimo costo, para mantener condiciones operativas apropiadas.



Los costos aprobados por el CONELEC, respecto de la generación requerida para superar deficiencias en los sistemas de transmisión y distribución, son incorporados al cálculo.

- Componente de Capacidad: Corresponde a la anualidad de las inversiones consideradas a la tasa de descuento y para una vida útil aprobadas por el CONELEC¹⁰¹.

El CENACE debe entregar al CONELEC los resultados de estos cálculos de forma anual hasta el último día laborable del mes de mayo, junto con las observaciones que considere pertinentes.

El precio referencial de generación en el caso de sistemas eléctricos no incorporados es calculado por el concesionario y sometido a la aprobación del CONELEC.

El costo medio del sistema de transmisión corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de

¹⁰¹ Inversiones para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo costo, para cubrir la demanda máxima del sistema, a la que se agregan los costos fijos de operación y mantenimiento correspondientes.

inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.

Los costos de inversión provienen del programa de expansión optimizada del sistema, para un período de diez años, cuyo estudio es preparado por TRANSELECTRIC, en coordinación con el CENACE y aprobado por el CONELEC.

Los costos medios de inversión son obtenidos del flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión, considerada la expansión optimizada y asociados a la demanda máxima correspondiente.

El costo imputable a la tarifa es la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de cuarenta y cinco años para líneas de transmisión y treinta años para subestaciones y la tasa de descuento aprobada por el CONELEC.

Los costos de depreciación, administración, operación y mantenimiento son calculados por el transmisor y aprobados por el CONELEC.

Los estudios con el cálculo de los costos medios de transmisión son entregados por el transmisor al CONELEC para su aprobación, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año, para que éste pueda fijar las tarifas de transmisión.

El valor agregado de distribución es obtenido para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión y su costo, en cada uno de ellos, tiene los componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.

El estudio técnico económico respectivo con los resultados del cálculo del VAD es presentado por cada distribuidor al CONELEC, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año.

Los resultados deben ajustarse a los valores del VAD para la empresa de referencia, según lo dispuesto en el artículo No. 56 de la LRSE.

El CONELEC fija y publica anualmente las tarifas de distribución, considerando entre los elementos y factores que para tal efecto establecen la LRSE y éste reglamento, como valor constante, un



mismo VAD de distribución, individualizado para cada empresa, que se aplica a períodos que no pueden exceder de cuatro años.

Los programas cuatrienales de inversión preparados por las empresas distribuidoras y aprobadas por el CONELEC son tomados en cuenta para determinar éste VAD.

- Componente de subtransmisión para el VAD: Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de los activos en servicio y los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la demanda máxima coincidente del sistema.

El cargo por el componente de capacidad corresponde a la anualidad de las inversiones promedio por la unidad de demanda, para una vida útil de cuarenta y cinco años para líneas de transmisión y treinta años para subestaciones. La tasa de descuento es aprobada por el CONELEC.

- Componente de media tensión para el VAD: La valoración de activos en servicio, para establecer la componente de media tensión para el VAD, se lleva a cabo sobre la base de un

inventario físico de unidades de propiedad estándar valoradas con costos normalizados, obtenidos por el distribuidor y aprobados por el CONELEC.

Las unidades de propiedad estándar se establecen para caracterizar lo más ampliamente posible los activos de media tensión en servicio, tomando en consideración el tipo de construcción, la conformación del circuito y el área geográfica que cubre.

La identificación de la composición típica de las unidades de propiedad estándar es realizada por el distribuidor y proviene de muestras representativas de tramos de red construidos con base en normas técnicas.

El distribuidor determina el costo de inversión de cada unidad de propiedad estándar aplicando los costos normalizados de materiales y montaje a precio de mercado.

El valor agregado de cada unidad de propiedad estándar corresponde a la anualidad del costo de inversión más los costos de operación y mantenimiento correspondientes. La



anualidad se calcula para el período de vida útil y la tasa de descuento que el CONELEC, determine.

El distribuidor debe mantener actualizado el inventario físico de los activos en operación para determinar con exactitud las existencias de cada unidad de propiedad definida.

La componente de media tensión para el VAD, resulta de dividir la valoración de los activos entre la demanda máxima coincidente del distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el sistema de subtransmisión.

- Componente de baja tensión para el VAD: Comprende los activos en servicio que corresponden a las instalaciones de transformadores de distribución y las redes de baja tensión.

La misma metodología del componente de media tensión es aplicada excluyendo, al conformar las unidades de propiedad, aquellos elementos que ya han sido considerados en las unidades de propiedad de media tensión.

La componente de transformadores de distribución para el VAD resulta de dividir la valoración de los activos correspondientes, entre la demanda máxima coincidente del distribuidor, excluyendo las cargas conectadas, en el sistema de subtransmisión y aquellos directamente atendidos en media tensión.

La componente de redes de baja tensión para el VAD resulta de dividir la valoración de los activos correspondientes, entre la demanda máxima coincidente del distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el sistema de subtransmisión, y de aquellos clientes directamente conectados a transformadores de distribución.

- Componente de Comercialización para el VAD: Comprende los activos en servicio correspondiente a la acometida y sistema de medición del cliente.

Para la determinación de éste costo se utiliza la metodología usada en la componente de media tensión. Las unidades de propiedad estándar, en éste caso, son definidas y valoradas

en función del punto de entrega, sea este en subtransmisión, media tensión o baja tensión.

El inventario se lleva a cabo para determinar las existencias de cada unidad de propiedad estándar y el número de consumidores atendidos.

Adicionalmente se incluye los costos de operación, mantenimiento de acometidas y sistemas de medición y la facturación al cliente. Estos costos son cargados proporcionalmente a los costos de activos obtenidos por nivel de servicio.

- Componente de Administración para el VAD: El distribuidor incluye sus costos de administración en los costos de capacidad de los componentes del VAD de subtransmisión, media tensión, baja tensión y comercialización, en proporciones iguales o en las proporciones que son definidas por el distribuidor, con su respectivo justificativo.

La magnitud de las pérdidas técnicas no debe exceder de los niveles que aprueba el CONELEC.

La estructura tarifaria debe reflejar los costos que los clientes originan según las características del consumo y el nivel de tensión al cual éste se presta.

Por las características del consumo se consideran tres categorías de tarifas: residencial, general y alumbrado público; y, por el nivel de tensión, tres grupos: alta tensión, media tensión y baja tensión.

El CONELEC, al inicio de cada período tarifario, podrá subdividir o plantear nuevas categorías si las características del mercado lo requieren.

El planteamiento de las nuevas categorías es a fin de definir comportamientos que sean representativos y agrupen al menos al 10% de los consumidores o cuando su aplicación signifique mejoras técnicas o económicas en la prestación del servicio tanto para los consumidores como para el distribuidor.

Los pliegos tarifarios contienen tarifas al consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes. El pago del alumbrado público, es de responsabilidad de las respectivas municipalidades.

El fin perseguido de las municipalidades es garantizar una adecuada recaudación de la tasa por alumbrado público y para esto puede optar por dos alternativas:

1. Recaudarla directamente para después pagar los valores correspondientes a la empresa comercializadora del servicio eléctrico en el respectivo cantón.
2. Delegar el cobro a terceros, como la propia empresa eléctrica comercializadora del servicio, la que liquidará y cobrará los valores según el mecanismo fijado en la ordenanza municipal que estableció la tasa.

La municipalidad y la empresa distribuidora deben suscribir un convenio en el cual se determinen los pormenores del procedimiento de encargo del cobro de la tasa, los mecanismos de recaudación, periodicidad, sanciones en caso de mora en el pago, y otros que se estimen necesarios.

La ordenanza municipal que fija la tasa, debe determinar con precisión el mecanismo de fijación de la misma, de tal manera que

corresponda al valor real del servicio prestado a la comunidad¹⁰² y que de esta forma no exista desequilibrio entre lo facturado y lo recaudado.

Las tarifas al consumidor final son estacionales y en función de los cargos variables se estructuran como monomias, monomias horarias, binomias y binomias horarias.

La tarifa de transmisión contempla un cargo por transporte relacionado con el uso de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión y un cargo por conexión.

El cargo de conexión esta relacionado con el uso de las instalaciones y equipos que, en forma exclusiva, le sirven a un agente del MEM para conectarse al Sistema Nacional de Transmisión.

Los peajes de distribución tienen un cargo por potencia que corresponde al costo del VAD hasta el punto de entrega y la compensación por las pérdidas técnicas asociadas.

⁰² En conformidad con el Art. No. 1 del Decreto Ejecutivo No. 1844. R.O.S. No. 408 de septiembre 10 de 2.001

Las tarifas publicadas en el pliego tarifario, tanto para el consumidor final, como la tarifa de transmisión y los peajes de distribución serán reajustadas automáticamente con base en fórmulas aprobadas por el CONELEC, y que forman parte de los pliegos tarifarios.

Los reajustes se harán efectivos siempre y cuando los costos de generación, la tarifa de transmisión y el VAD, individualmente considerados, presenten una variación acumulada en el tiempo superior al 5% en más o en menos de su base de cálculo.

Los usuarios que registran un factor de potencia medio mensual inferior a 0,92 reciben en la facturación total mensual una penalización. El valor recargado será en un factor igual a la relación por cociente entre 0,92 y el factor de potencia registrado.

El distribuidor, previa notificación, puede suspender el servicio eléctrico cuando el valor medido del factor de potencia fuese inferior a 0.60.

La acción anterior es aplicable a cualquier tipo de consumidor y es suspendida cuando el infractor mejore sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.



CIB-ESPOL

2.4.7 Reglamento de garantías de pago de los contratos de compra venta de potencia y energía¹⁰³

El Estado esta facultado¹⁰⁴ para garantizar el pago al generador por los contratos de compraventa de potencia y energía que realice. Los contratos garantizados son los suscritos con las distribuidoras en las que el Estado fuere titular de la mayoría del capital accionario con derecho a voto.

El Estado solo puede garantizar durante el período de transición hacia la estructuración de mercados competitivos.

El reglamento también faculta al Estado para otorgar 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.

Las garantías son contratadas por las empresas de distribución a su costo y a favor de las empresas de generación.

¹⁰³ Decreto Ejecutivo No. 2966 de agosto 9 de 2.002 R.O. No. 645 de agosto 21 de 2.002

¹⁰⁴ LRSE Art. No. 40, reformado por el Art. 60 de la Ley para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana, R.O. No. 144 de agosto 18 de 2.000, no modificado, ni derogado por el Art. No. 9 de la Ley Orgánica de Responsabilidad, Estabilización y Transparencia Fiscal.

2.4.8 Reglamento para transacciones internacionales de electricidad¹⁰⁵

El Presidente Constitucional Dr. Gustavo Noboa Bejarano expidió éste reglamento en base a lo siguiente:

- En conformidad con el artículo 10, 13 literal c) y 45 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
- El acuerdo complementario al de interconexión regional de los sistemas eléctricos y el intercambio internacional de energía eléctrica suscrito entre los ministros de energía y minas de Colombia, Ecuador y Perú.

Los principios generales que debe contener la normativa para la integración eléctrica entre los países suscriptores del acuerdo constan en éste acuerdo.

Las obligaciones del transmisor y del distribuidor, el derecho de los usuarios y del titular extranjero, con sus respectivas obligaciones recíprocas, son definidas en el presente reglamento.

¹⁰⁵ Decreto Ejecutivo No. 3448 de diciembre 12 de 2.002 R.O. No. 735 de diciembre 31 de 2.002

Se establecen los trámites a seguir para acceder a la capacidad existente del Sistema Nacional de Transmisión por parte de un agente.

2.4.9 Reglamento sustitutivo al reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista¹⁰⁶

El Presidente Constitucional Ing. Lucio Gutiérrez Borbúa expide este reglamento en el año 2.003 en base a lo siguiente:

- Debido a lo establecido en el artículo 45 de la LRSE.
- La normativa que rige el sector eléctrico debe estar acorde con los procedimientos indicados por el Servicio de Rentas Internas para el proceso de facturación de las transacciones del MEM.

El presente Reglamento norma lo siguiente:

1. La conformación y funcionamiento del MEM.

¹⁰⁶ Decreto Ejecutivo No. 923 de octubre 7 de 2.003 R.O. No. 191 de octubre 16 de 2.003

2. La determinación de los derechos y obligaciones de los participantes.
3. La formulación de principios para la fijación de los precios de las transacciones.
4. La formulación de principios para la liquidación de todas las transacciones que se produzcan en el MEM.
5. La formulación de principios para el cumplimiento de los contratos a plazo en el MEM.
6. La aplicación de sanciones en caso de incumplimientos.

Los entes que realicen actividades de importación y exportación de energía y que cuenten con una concesión, permiso, licencia, o registro, otorgado por el CONELEC, también conforman el MEM.

Los siguientes contratos pueden ser realizados en el MEM:

- Contratos a plazo, libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre los agentes del MEM.
- Contratos de compra venta en el mercado ocasional.

- Contratos de exportación e importación de energía.

El Reglamento establece que el CENACE deberá proceder a la determinación mensual de los valores que deben pagar y cobrar los agentes del MEM.

Los valores proceden de las transacciones realizadas en el mercado ocasional y por los servicios prestados por terceros para el cumplimiento de las transacciones realizadas en contratos a plazo.

Los precios de generación de energía son calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada barra de mercado asignada por el CONELEC. La barra de mercado sirve de referencia para la determinación del precio.

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

La energía es valorada con el costo económico marginal instantáneo obtenido del despacho real de generación al final de cada hora. Éste costo marginal instantáneo de energía, en la barra de mercado,

esta dado por el último recurso de generación que, en condiciones de despacho económico, permite atender la demanda del sistema.

El costo de generación, para este efecto, esta establecido para dos casos:

- (i) En operación normal, por el costo variable de producción de la unidad marginal, para el caso de las plantas térmicas e hidráulicas de pasada, o por el valor del agua para las plantas hidráulicas con regulación mensual o superior.
- (ii) En caso de desabastecimiento de energía eléctrica, por el costo de la energía no suministrada, calculado por el CONELEC en función creciente a la magnitud de los déficit.

El valor del agua es determinado por el CENACE en el programa de planeamiento operativo.



CIB-ESPOL

La potencia puesta a disposición y la reserva para regulación secundaria de frecuencia reciben la cancelación de un valor con el precio unitario de potencia¹⁰⁷.

La reserva adicional de potencia se remunera con el valor que resulte de la licitación y no puede ser mayor al definido para la potencia remunerable puesta a disposición y reserva para regulación de frecuencia.

Las transacciones por concepto de regulación primaria de frecuencia, que entre generadores se realizan, se remuneran con el mismo precio unitario de potencia.

El costo por arranque y parada de una unidad turbo vapor, se lo remunera de acuerdo al valor declarado por el generador para un arranque en frío. Los arranques en caliente no son beneficiados.

La energía proveniente de fuentes renovables no convencionales entregada al SIN, no forma parte del despacho económico¹⁰⁸.

¹⁰⁷ Corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado. El costo mensual de capital se determina con el factor de recuperación del capital considerando la tasa de descuento utilizada en el cálculo de tarifas. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar, es definido cada cinco años por el CONELEC.

Los distribuidores y grandes consumidores están en obligación de constituir mecanismos de pago que permitan cumplir cabal y oportunamente las obligaciones adquiridas en el MEM.

Los intereses legales fijados por la autoridad competente son aplicados por cada día de atraso en el pago en caso de mora de parte de algún agente del MEM.

Adicionalmente se aplica una multa equivalente a la mitad de dichos intereses, calculados sobre el monto adeudado hasta que se realice el pago total de la facturación¹⁰⁹.

2.4.10 Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica¹¹⁰

El Presidente Constitucional Interino de la República, Fabián Alarcón Rivera, expidió este reglamento donde se establecen las reglas y procedimientos generales bajo los cuales el Estado puede delegar en favor de otros sectores de la economía las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de

¹⁰⁸ Sus costos no son tomados en cuenta para la fijación del costo marginal horario.

¹⁰⁹ LRSE Art. No. 50

¹¹⁰ Suplemento Registro Oficial No. 290 abril 3 de 1.998 Reformado en noviembre 14 de 2.004

energía eléctrica, así como regular la importación y exportación de energía eléctrica.

Las actividades de generación de energía eléctrica son de libre competencia. La producción, precio o mercado de electricidad en la actividad de generación no es garantizado para ninguna empresa, salvo lo establecido en la LRSE y/o en las regulaciones expedidas por el CONELEC.

Ningún titular de concesión o permiso¹¹¹ de generación, cualquiera que sea su naturaleza, goza de preferencia o exclusividad en la prestación de la actividad de generación delegado por el Estado, incluyendo su comercialización o venta de electricidad.

Se garantiza al inversionista nacional o extranjero, de conformidad con la LRSE, la propiedad directa y la tenencia de acciones en empresas que participen en la prestación de servicios de energía eléctrica como titulares de contratos de concesión, permisos o licencias¹¹².

¹¹¹ Proyectos que no superen los 50MW

¹¹² Caso particular el de la empresa distribuidora EMELEC INC. de la ciudad de Guayaquil (actualmente CATEG, administrada por un fideicomiso) en la que por intermedio de la Ley de Seguridad Nacional, fue apropiada por parte del Estado retirando la potestad a su dueño el Sr. Fernando Aspiazu por litigios económicos ante la quiebra del Banco del Progreso de propiedad del mismo señor.

El propietario directo o indirecto de una persona jurídica titular de un contrato de concesión, permiso o licencia, puede ser cualquier persona natural o jurídica que tenga su domicilio dentro o fuera de Ecuador.

Los contratos de concesión para generación de energía eléctrica no pueden ser otorgados bajo ninguna circunstancia sin que previamente se haya obtenido la autorización correspondiente para el uso y aprovechamiento de los recursos hídricos por parte de la autoridad correspondiente¹¹³.

El plazo de concesión para empresas generadoras es determinado por el CONELEC. La aplicación del plazo es cuando la concesión se refiere a proyectos de generación incluidos en el plan maestro de electrificación o a nuevas unidades de generación resultantes del proceso de modernización del sector eléctrico.



El plazo otorgado es tomando en cuenta el período requerido por el proyecto para la amortización y la obtención de una razonable utilidad, considerando el valor residual esperado, a recuperarse al término de la concesión.

¹¹³ El Consejo Nacional de Recurso Hídricos es quien otorga la autorización para el uso y aprovechamiento de los recursos hídricos.

La duración de los nuevos proyectos de generación no incluidos en el plan de electrificación del Ecuador es establecida de conformidad con el procedimiento que para tal efecto determine el CONELEC mediante Regulación

El plazo de concesión para las empresas distribuidoras se establece teniendo en cuenta la naturaleza de exclusividad y el cual no puede exceder de treinta años.

La empresa generadora no esta obligada a celebrar contratos con consumidores en donde, por cualquier razón, el generador deba aumentar o reforzar la capacidad instalada de su sistema.

La empresa generadora no puede ser obligada a celebrar contratos de venta de energía eléctrica cuando bajo los términos y condiciones de dichos contratos, la empresa generadora pudiese violar disposiciones técnicas, de seguridad o disposiciones legales, reglamentarias o contenidas bajo su contrato de concesión.

La empresa distribuidora es responsable por sí solo del ejercicio de sus actividades y de los riesgos comerciales inherentes a dicha explotación,

Los distribuidores deben aplicar a sus operaciones principios de eficiencia y administración financiera que aseguren su continua prestación del servicio público delegado.

El distribuidor es el único responsable de facturar y cobrar las tarifas a los consumidores finales, de conformidad con lo dispuesto en la LRSE y sus reglamentos, así como de la retención y entrega de los valores componentes de la misma, dentro de los plazos establecidos.

Las empresas que prestan el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, deben pagar oportunamente la totalidad de la facturación que se les emita, por las transacciones que se realizan en el MEM por concepto de compraventa de energía.

La falta de pago de la facturación antes referida produce, de pleno derecho, una multa por cada día de demora, conforme lo dispuesto en el artículo 50 de la LRSE.

El CENACE puede solicitar al CONELEC la terminación de la concesión, si transcurridos veinte días adicionales, contados a

partir de la fecha de vencimiento del plazo determinado no se hubiere pagado la totalidad de las sumas adeudadas.

El CONELEC, de ser el caso, podrá resolver la intervención en la empresa que haya incurrido en ésta causal, hasta que se subsane la falta de pago¹¹⁴.

La imposición de servidumbre se rige por lo dispuesto en la Ley de Imposición de Servidumbre para obras de electrificación publicada en el Registro Oficial No. 472 de fecha noviembre 28 de 1.977 y sus reformas.

La importación de energía eléctrica puede llevarse a cabo por cualquier distribuidor, gran consumidor o empresa comercializadora, observando para tal efecto las normas elaboradas por el CONELEC, para este propósito.

¹¹⁴ Modificado con Decreto Ejecutivo No. 1581 de diciembre 10 de 1999. R.O. No. 340 de diciembre 16 de 1999

2.4.11 Reglamento para la administración del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM

El Fondo de Solidaridad es el organismo administrador del FERUM.

Los Consejos Provinciales del país son los encargados de identificar y planificar las obras a ejecutarse, en coordinación con las Municipalidades y las empresas distribuidoras, en cuya jurisdicción se hallen ubicadas las comunidades rurales y urbano marginales beneficiarias de las obras.

Los recursos económicos que integran el presupuesto del FERUM que podrían tener afectación directa a la tarifa establecida al consumidor final de energía eléctrica son los siguientes:

- Los montos del fondo especial para conexiones de servicios a consumidores de bajos ingresos, creado mediante Decreto Supremo 459-B de octubre 10 de 1.996
- Los ingresos correspondientes al 10% de la facturación realizada por los generadores y distribuidores, por servicio

de potencia y energía eléctrica, a los consumidores comerciales e industriales.

- El 5% de las utilidades anuales que correspondan al Estado en las empresas de generación, transmisión y distribución y que no fueren reinvertidas en las mismas empresas.

2.4.12 Reglamento de despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado

Las normas para la administración técnica de la operación del SNI y las obligaciones que deben tener cada uno de los agentes en el MEM y el transmisor, son establecidas en el presente Reglamento.

El CENACE planifica la operación, coordina y emite el programa de mantenimiento de las centrales de generación y sistema de transmisión en el largo, mediano y corto plazo, para lo cual considera lo siguiente:

- Las proyecciones de demanda de energía eléctrica.



- Los escenarios hidrológicos preparados con base en la información hidrológica y climatológica disponible y la entregada por los generadores.
- La disponibilidad de las unidades de generación e interconexiones internacionales.
- La disponibilidad y restricciones operativas de las redes de transmisión y distribución.
- Las restricciones operativas impuestas por las características físicas del SIN.
- La entrada en operación de nuevas centrales de generación.
- Los costos de combustible, costos variables de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y, la eficiencia térmica de las plantas termoeléctricas.
- El costo de restricción del servicio.
- El despacho de las unidades que utilizan energías renovables no convencionales.

La información resultante de la planificación estará a disposición de los agentes del MEM y entre otras variables de interés se determina lo siguiente:

- Los costos incrementales de los diferentes recursos hidráulicos de generación de energía eléctrica y los estimativos de los valores de costos marginales del sistema.
- Los costos de generación estabilizados estacionalmente.
- Los niveles de los embalses.
- La generación de las unidades térmicas e hidráulicas.
- Los vertimientos de los embalses.
- Los márgenes de reserva.
- Los indicadores de la confiabilidad con la cual los sistemas de generación y transmisión suplirán la demanda.



CIB-ESPOL

El CENACE, mediante un modelo aprobado por el CONELEC, calcula el despacho económico horario de los recursos de generación sujetos a despacho central y las transferencias de energía por interconexiones internacionales.

El despacho calculado debe atender la demanda horaria y se minimizan los costos de operación, considerando:

- La predicción de demanda horaria.
- Los costos variables de las unidades de generación.
- Las restricciones técnicas que se impongan sobre todo el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades en la operación.
- El programa de mantenimiento de las unidades de generación sujetas a despacho central.
- Las proyecciones de importación y exportación de electricidad a través de las interconexiones internacionales.
- El margen de reserva de generación de acuerdo a los criterios de confiabilidad y calidad de servicio establecidos en los procedimientos de despacho y operación.

El reglamento establece las multas en los contratos de concesión, permisos o licencias, a los agentes del MEM por incumplimiento de las normas de calidad, continuidad y confiabilidad.

2.5 REGULACIONES

La LRSE en su artículo No. 13 establece las funciones y facultades del CONELEC y determina que debe dictar las regulaciones necesarias para regularizar el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales.

A continuación se procede a mencionar todas las regulaciones vigentes hasta la fecha.

2.5.1 Administración transitoria de las transacciones en el Sistema Nacional Interconectado¹¹⁵

El directorio del CONELEC aprueba ésta Regulación mediante resolución No. 0054/99 en sesión de marzo 30 de 1.999

La forma de administrar las transacciones que se realizan en el SIN es reglamentada. Las transacciones son aquellas realizadas por el CENACE, en el período comprendido entre el primero de abril de 1.999 y la fecha de inicio del funcionamiento del MEM.

¹¹⁵ CONELEC Regulación No. 002/99

En el proceso de transición en que desapareció el Instituto Ecuatoriano de Electrificación se establecieron las siguientes empresas de generación para conformación del MEM.

- HIDROPAUTE S.A.
- HIDROAGOYAN S.A.
- HIDROPUCARA S.A.
- TERMOESMERALDAS S.A.
- TERMOPICHINCHA S.A.
- ELECTROGUAYAS S.A.
- ELECTROECUADOR
- ELECTROQUIL
- ECUAPOWER
- HIDRONACION S.A.^{116 117}
- ELECAUSTRO S.A.¹¹⁸

La empresa de transmisión se definió con el nombre de TRANSELECTRIC S.A.

¹¹⁶ Incorporación aprobada por el directorio de CONELEC mediante Resolución No. 0081/99, en sesión de mayo 6 de 1.999

¹¹⁷ Empresa ENERGYCORP excluida, por decisión del directorio de CONELEC, mediante resolución No. 0026/00, en sesión de marzo 10 de 2.000

¹¹⁸ Retiro de la Empresa ELECTROQUITO e incorporación de la Empresa ELECAUSTRO S.A., mediante resolución de directorio No. 0048/00, en sesión de marzo 31 de 2.000

Las empresas distribuidoras que se iniciaron en las operaciones del MEM, son las mismas que actualmente operan, con la diferencia de que no existe la empresa EMELEC¹¹⁹.

El tipo de contratos que se pueden celebrar en el MEM es ratificado y se definieron los costos variables de generación de las centrales termoeléctricas con la utilización de los precios¹²⁰ a los que se vendían los combustibles en el mercado nacional.

2.5.2 Reducción anual de pérdidas no técnicas en las empresas de distribución¹²¹

El Directorio del CONELEC mediante resolución 0122/98 numeral 3 aprobó el factor de pérdidas no técnicas para cada una de las empresas distribuidoras.

El CONELEC reconoció únicamente el 50% de tales pérdidas, como base para la determinación de este componente en los precios a los

¹¹⁹ Retiro de la Empresa EMELEC e incorporación de: "Administración Temporal del CONELEC en la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.", mediante Resoluciones de Directorio Nos. 0048/00 y 0167/00, en sesiones de 31 de marzo y 4 de octubre de 2.000, respectivamente. Actualmente con el nombre de CATEG.

¹²⁰ Valores proporcionados por PETROCOMERCIAL.

¹²¹ CONELEC Regulación No. 003/99

consumidores finales y este cómputo fue parte del VAD para el año 1.998/1.999

Los límites admisibles establecidos para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, fueron fijadas por el CONELEC¹²² para cada distribuidor hasta llegar al 2% en el año 2002, porcentaje máximo aceptable que debía mantenerse a futuro¹²³.

El CONELEC resolvió que las empresas eléctricas de distribución debían adoptar todas las medidas necesarias para reducir sus pérdidas no técnicas a los niveles anuales que se expresaban en un anexo, que formaba parte integrante de esta Regulación.

2.5.3 Criterios para remunerar a generadores hidroeléctricos durante pruebas y operación experimental¹²⁴

La presente Regulación fue aprobada por el directorio del CONELEC mediante resolución No. 0100/99 en sesión de junio 3 de 1.999

El CONELEC determina, con ésta Regulación, los criterios para la remuneración de la energía producida por las unidades de

¹²² Valores no presentados en anexo a esta Regulación y actualmente no aplicables

¹²³ Límite del 2% eliminado en el Reglamento de Tarifas aprobado en el año 2.002

¹²⁴ CONELEC Regulación No. 004/99



generación hidroeléctrica durante los períodos de prueba y de operación experimental

Las unidades de generación que se encuentren en la etapa de operación experimental, por constituir una generación forzada, no son consideradas para determinar el costo marginal horario de la energía en el despacho económico que realiza el CENACE.

La energía producida en la etapa de pruebas no es remunerada, sino únicamente durante la etapa de operación experimental. El valor de remuneración corresponde al valor promedio de los costos variables de producción de las centrales hidroeléctricas en operación en el sistema SNI, calculado por el CENACE,

Los cálculos son en base a la información que se disponga en el período de ejecución de dicha operación experimental y no puede ser superior al costo marginal horario del mercado. No se reconoce ningún cargo por potencia

2.5.4 Criterios para remunerar a generadores termoeléctricos durante pruebas y operación experimental¹²⁵

El directorio del CONELEC aprueba ésta Regulación mediante resolución No. 0144/99 en sesión de agosto 25 de 1.999

Las unidades de generación en período de prueba, por constituir una generación obligada, no son consideradas para determinar el costo marginal horario de la energía en el despacho económico que realiza el CENACE.

La producción termoeléctrica, durante la etapa de pruebas, no es remunerada cuando estas se realicen en períodos en que el despacho económico determina vertimiento o riesgos de vertimiento en las centrales hidroeléctricas.

La energía que es remunerada es únicamente la producida en la etapa de prueba, cuando el CENACE determina que esta energía se puede almacenar en los embalses y para una generación continua de por lo menos una hora.

¹²⁵ CONELEC Regulación No. 008/99

La energía es remunerada con el menor valor que resulte entre el costo marginal horario y el costo variable de producción. No se reconoce ningún cargo por potencia.

2.5.5 Administración técnica y operativa del sistema de transmisión¹²⁶

La presente Regulación fue aprobada por el directorio del CONELEC mediante resolución No. 0210/99 en sesión de noviembre 11 de 1.999

Las normas que deben ser observadas por los agentes del MEM para conectarse al sistema de transmisión, tanto para las instalaciones existentes como para las futuras son establecidas.

La Regulación establece también las pautas que debe observar la empresa de transmisión, en la planificación de la expansión, operación y mantenimiento de sus instalaciones, cumpliendo con los parámetros de seguridad y confiabilidad.

¹²⁶ CONELEC Regulación No. 014/99

2.5.6 Restricciones e inflexibilidades operativas¹²⁷

La presente Regulación fue aprobada por el directorio del CONELEC mediante resolución No. 068/00 en sesión de abril 17 de 2.000. El CONELEC establece los criterios y procedimientos para calificar y asignar los sobre costos de generación que se producen al efectuar el despacho económico de mediano y corto plazo.

El procedimiento a ser realizado es observando los índices de calidad de servicio, confiabilidad y seguridad del SNI establecidos en las regulaciones vigentes.

Las observaciones para el procedimiento es también tomando en cuenta los despachos en los que se precisan seleccionar unidades de generación e importaciones (interconexiones internacionales).

Lo anterior es debido a que por sus características técnicas deben permanecer en operación durante períodos en los cuales su costo variable de producción es superior al costo marginal en la barra de mercado.

¹²⁷ CONELEC Regulación No. 002/00



CIB-ESPOL

La generación que hace referencia el párrafo anterior, incluida las importaciones, es calificada en operación normal, como: obligatoria¹²⁸, forzada¹²⁹, inflexible¹³⁰ o no solicitada¹³¹, dependiendo de las condiciones bajo las cuales ingresan a la operación.

2.5.7 Declaración de costos de arranque parada de unidades turbo vapor¹³²

La Regulación fue aprobada por el directorio del CONELEC mediante resolución No. 0095/00, en sesión de julio 4 de 2.000 y sustituye a la Regulación No. 006/99 que fuera aprobada con resolución No. 0130/99 de julio 29 de 1.999

¹²⁸ Es aquella generación e importación despachada exclusivamente para atender la demanda, con niveles de confiabilidad y seguridad integral o de una área del SIN independientemente de las restricciones de la red. También es la generación e importación seleccionadas en la programación de mediano o corto plazo para cubrir la demanda del sistema, que no pueden ser retirada de operación, debido a que por sus características operativas deben cumplir un tiempo mínimo de operación o un tiempo mínimo de parada, independientemente de las restricciones de la red.

¹²⁹ Es la generación e importación que, debido a limitaciones en la red del transmisor o la de un agente del MEM, deben ser consideradas en el despacho económico con restricciones o para cumplir localmente con los niveles de calidad establecidos.

¹³⁰ Es cuando se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas de una unidad de generación o importación, dentro de los límites operativos declarados por el agente y aceptados por el CENACE.

¹³¹ Corresponde a la generación ingresada al sistema, por causa del generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por el CENACE.

¹³² CONELEC Regulación No. 004/00

La Regulación establece el procedimiento para la declaración de los costos de arranque y parada de las unidades turbo vapor, para ser remuneradas en el caso en que se requiera parar estas unidades por condiciones operativas del sistema.

El ingreso al sistema de una generadora antes de las 48 horas de haber sido retirada, es considerada como un arranque en caliente y no es objeto de remuneración.

2.5.8 Procedimientos de despacho y operación¹³³

El CONELEC por intermedio de su directorio aprobó ésta Regulación mediante resolución No. 0125/00, en sesión de agosto 9 de 2.000

La Regulación establece la base metodológica y normativa de los procedimientos de despacho y operación, tomando en consideración la base conceptual del funcionamiento del MEM y su aplicabilidad operativa dentro de la natural complejidad del sector.

Los procedimientos aprobados posibilitan una transición hacia una condición final de mercado, mientras se obtienen los cambios

¹³³ CONELEC Regulación No. 006/00

estructurales necesarios y las condiciones reales de competencia, sin que se afecte negativamente la seguridad de abastecimiento de energía.

El CENACE elabora la planificación eléctrica y de ésta forma determina las restricciones de seguridad y confiabilidad así como las condiciones operativas críticas que exigen una mayor supervisión de la operación.

El objetivo de la planificación eléctrica es garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del SIN.

La utilización de programas de flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad y transitorios electromagnéticos, son indispensables en la realización de la planificación.

El CENACE determina el precio referencial de generación sobre la base de los resultados de la simulación del sistema para un año. Los despachos económicos son determinados de acuerdo a la planificación operativa del sistema de generación.

2.5.9 Procedimientos del mercado eléctrico mayorista¹³⁴

La sesión del directorio del CONELEC realizada en agosto 9 de 2.000 y reformada mediante resolución No. 049/04 de marzo 19 de 2.004 aprobó la presente Regulación mediante resolución No. 0126/00.

La Regulación proporciona la base metodológica normativa a lo definido por la LRSE y el reglamento para el funcionamiento del MEM.

El factor de nodo es definido como la suma entre la unidad más el valor de la derivada de las pérdidas de transmisión respecto a la variación de inyección o retiro de potencia en un nodo.

El factor indica la interrelación de los agentes del MEM a través de la red de transmisión y penaliza o incentiva el costo de importar o exportar energía de un generador o de una carga a/o desde la barra de mercado.

¹³⁴ CONELEC Regulación No. 007/00

El mecanismo de cálculo del costo marginal de energía es establecido de acuerdo con el principio de que el sistema opera a mínimo costo.



El costo de generación es determinado, para el caso de operación normal del sistema, por el costo variable de producción y por el costo de oportunidad de la oferta hidráulica.

El costo variable de producción hace referencia a las unidades térmicas. El costo de oportunidad de la oferta hidráulica se refiere a las plantas hidráulicas de pasada. El valor del agua es tomado en cuenta en para plantas hidráulicas con embalses de regulación mensual o superior.

El costo es definido por el precio de oportunidad de oferta de la energía en lo que respecta a la importación de energía.

2.5.10 Índices de gestión para elaboración de pliegos tarifarios¹³⁵

El directorio del CONELEC emitió ésta Regulación mediante resolución No. 0180/00 en sesión de octubre 30 de 2.000

¹³⁵ CONELEC Regulación No. 009/00

La Regulación establece los índices de gestión¹³⁶ que son aplicados en la elaboración de los pliegos tarifarios que entraron en vigencia el 30 de octubre de 2.000

Los índices de gestión se clasifican en tres grupos:

- Activos en servicio: Las empresas eléctricas presentan estos valores tomando en cuenta su valor de reposición a nuevos.

Los valores son verificados por el CONELEC. La verificación es en cuanto a la razonabilidad respecto de las instalaciones efectivamente en operación y a los precios vigentes en el mercado en conformidad con los Art. 9 y 10 del reglamento de tarifas.

- Gastos de operación y mantenimiento: Las empresas eléctricas presentan estos valores conforme lo establecido en los Art. No. 9 y 10 del reglamento de tarifas. Los valores

¹³⁶ Número que sirve para indicar el comportamiento de un conjunto de actividades de dirección y administración de una empresa. La gestión de las empresas estuvo siempre directamente asociada a la propiedad pero, con el crecimiento de las empresas contemporáneas, ella se ha convertido en un vasto agregado de tareas que desempeña un cuerpo de empleados especializados, generalmente de alta preparación. Los propietarios de una compañía, sin embargo, se reservan el derecho directamente o a través de las juntas de accionistas a definir las grandes decisiones de la empresa, dejando en manos de la presidencia ejecutiva la marcha de los múltiples asuntos corrientes.

de la siguiente tabla¹³⁷ son tomados en cuenta en la elaboración de los pliegos tarifarios. Los valores son establecidos bajo un principio de equidad¹³⁸ y expresados como porcentaje de los activos en servicio.

**TABLA X
ÍNDICES DE GESTIÓN PARA GASTOS DE OPERACIÓN
Y MANTENIMIENTO**

ETAPA FUNCIONAL	ÍNDICES (%)
Sistema de Transmisión	3
Líneas de Subtransmisión	3
S/E de distribución	4
Alimentadores Primarios	6
Transformadores de distribución	9
Redes secundarias	9
Alumbrado Público	9
Acometidas y Medidores	9
Administración Comercialización	10

- Pérdidas Eléctricas: Las empresas eléctricas evalúan las pérdidas a través de simulaciones de sus correspondientes sistemas, conforme lo establecido en el artículo No. 12 del Reglamento de Tarifas.

¹³⁷ Valores establecidos mediante resolución de directorio No. 228/03 de octubre 15 de 2.003

¹³⁸ La equidad esta dada en función de la vida útil de cada rubro considerado, es decir su depreciación.



Los valores porcentuales máximos permitidos para al consumidor final en la realización de los pliegos tarifarios, en cuanto a la etapa de distribución, son los siguientes:

- Área predominantemente urbana: 12 %
- Área urbana y rural equilibrada: 14 %
- Área predominantemente rural: 16 %

2.5.11 Calidad del servicio eléctrico de distribución¹³⁹

El directorio del CONELEC mediante resolución No. 0116/01, en sesión de mayo 23 de 2.001 aprobó la presente Regulación¹⁴⁰.

La Regulación establece los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las empresas distribuidoras.

¹³⁹ CONELEC Regulación No. 004/01

¹⁴⁰ Sustentada en la necesidad de asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos, establecido en la LRSE y sus reformas, el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la LRSE, el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad y el Reglamento de Tarifas. La Regulación es con el objeto de garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable.

La calidad del servicio eléctrico es determinada controlando el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia.

La calidad del nivel de voltaje es definida en dos subetapas. La primera con una duración de un año y la segunda con tiempo indefinido, empezando al término de la primera. Los límites permisibles para la variación del voltaje son:

**TABLA XI
VARIACIÓN DE VOLTAJE PERMITIDO**

	SUBETAPA 1	SUBETAPA 2
Alto Voltaje	7.0%	5.0%
Medio Voltaje	10.0%	8.0%
Bajo Voltaje (Urbanas)	10.0%	8.0%
Bajo Voltaje (Rurales)	13.0%	10.0%

La Regulación define además los límites para los parpadeos de voltaje, armónicos, fallas de interrupción, y de atención al público en lo referente al trámite de reclamos.

2.5.12 Póliza de seguro por daños a terceros¹⁴¹

La sesión de mayo 31 de 2.001 del directorio del CONELEC aprobó mediante resolución No. 0121/01 la presente Regulación.

La Regulación establece el procedimiento a ser aplicado por el concesionario, titular de permiso o licencia, para la contratación de la póliza de seguro que cubra todos los riesgos de daños a terceros durante la construcción, operación y mantenimiento de sus instalaciones.

El CONELEC aprobó la Regulación en concordancia a lo establecido en el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica.

2.5.13 Participación de los autoprodutores con sus excedentes de generación¹⁴²

La Regulación fue aprobada por el directorio del CONELEC mediante resolución No. 0054/02 en sesión de marzo 6 del 2002 y

¹⁴¹ CONELEC Regulación No. 005/01

¹⁴² CONELEC Regulación No. 001/02



establece el procedimiento a cumplir por los autoprodutores para comercializar¹⁴³ sus excedentes de generación.

La empresa que disponga de generación propia y a pesar de satisfacer su demanda, le resulta un excedente que puede negociar, puede participar en el MEM. El requisito es que previamente sea calificado como agente y recibirá remuneración por potencia disponible.

La remuneración por potencia disponible es únicamente por los excedentes que la empresa ponga a disposición del MEM. La empresa debe observar lo dispuesto en la Regulación sobre cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición antes de declarar la disponibilidad.

La empresa azucarera Ingenio San Carlos es un ejemplo actual de la aplicación de ésta Regulación, al utilizar energía renovable no convencional.

El ingenio se encuentra montando una generadora de 18MW utilizando el bagazo de caña como materia prima. El bagazo es el

¹⁴³ El Art. 59 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece la posibilidad de vender los excedentes de energía de los autoprodutores al Mercado Eléctrico Mayorista.

resultado de la extracción del jugo de caña y sirve de fuente de energía para la generación eléctrica.

La empresa San Carlos puede vender lo sobrante al MEM después de haber satisfecho todos sus requerimientos de energía, cobrando por disponibilidad de potencia y facturando un precio de energía fuera del establecido en el MEM.

El precio de la energía para empresas que usan éste tipo de energía esta dispuesto en la Regulación 004/04.

2.5.14 Determinación de las aportaciones imputables a nuevos consumidores¹⁴⁴

El CONELEC aprobó ésta Regulación mediante resolución No. 0067/02 en sesión de marzo 21 del 2.002. La Regulación establece el procedimiento de cálculo para la evaluación del costo beneficio del suministro.

Los nuevos consumidores que requieran extender las redes o equipamientos adicionales, aportan con un valor que es

¹⁴⁴ CONELEC Regulación No. 002/02

determinado por la Regulación. El valor aplicado es por estar localizados fuera de la franja de servicio, o porque su carga declarada es mayor a 10KW;

La disposición del cobro a éste tipo de usuarios es en conformidad a lo dispuesto en el Art. 28 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

Un ejemplo aplicable al uso de la presente Regulación es cuando se requiere electrificar una hacienda y se necesita para ello extender una línea monofásica e instalar un transformador de 15KVA.

La empresa distribuidora al recibir la solicitud de la obra, verifica que la misma no se encuentre contemplada en el VAD, caso contrario los costos de la implementación corren a cuenta de la empresa.

La obra es tomada en cuenta para la determinación del VAD a pesar que el usuario la ejecuta con su propio capital después de 16 meses de haber sido realizada. El usuario aporta los valores a él imputados durante los 16 meses.



El costo que el usuario debe cancelar es debido a que solicita potencia y energía para satisfacer sus necesidades, por lo que se incluye el costo de transmisión.

La situación anterior es debida a que el proyecto solicitado no se encuentra dentro de los planes de electrificación y tampoco en los proyectos del FERUM.

2.5.15 Transacciones de potencia reactiva en el MEM¹⁴⁵

La Regulación fue aprobada por el directorio del CONELEC mediante resolución No. 0104/02 en sesión de abril 30 de 2.002 y que sustituye a la Regulación No. 005/00.

La Regulación establece los procedimientos para el cumplimiento de las normas de calidad sobre el control de voltaje y potencia reactiva, por parte de los agentes del MEM en condiciones normales y en emergencia.

¹⁴⁵ CONELEC Regulación No. 004/02

Se determina además La forma de calcular el precio unitario de potencia reactiva y el costo variable de la misma es determinado, tomando en cuenta lo siguiente:

- El consumo de energía eléctrica activa para la producción de reactivos y para sistemas auxiliares relacionados a dicha producción.
- Lubricantes, químicos, agua y otros insumos para operación.
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos) durante el ciclo operativo. Los repuestos y otros insumos a utilizarse así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos son considerados.

Solo se consideran Los mantenimientos considerados son solo aquellos debido al desgaste o deterioro de los equipos usados exclusivamente para la producción de potencia reactiva.



CIB-ESPOL

El combustible utilizado en arranques de la unidad generadora para operar como compensador sincrónico también es tomado en cuenta.

2.5.16 Requisitos para la calificación de los comercializadores de energía¹⁴⁶

La sesión del directorio del CONELEC en junio 26 de 2.002 aprobó la presente Regulación, la misma que fue modificada mediante resolución No. 0180/02 de julio 10 de 2.002

La Regulación establece los requisitos para la obtención de la licencia que permita la comercialización de potencia y energía eléctrica en el MEM. El comercio realizado a través de importaciones o exportaciones también es incluido en la Regulación.

La forma de la presentación de la solicitud, recepción y evaluación de la solicitud, resolución y firma del contrato es definida en la Regulación.

¹⁴⁶ CONELEC Regulación No. 006/02

2.5.17 Aplicación de la disposición transitoria segunda del reglamento para el funcionamiento del MEM reformada mediante Decreto Ejecutivo No. 2233

La Regulación fue aprobada por el directorio del CONELEC mediante resolución No. 234/02 en sesión de septiembre 11 de 2.002

El CONELEC con ésta Regulación establece los procedimientos para las liquidaciones de los contratos a plazo vigentes durante el período transitorio, así como para aquellos suscritos en forma previa a la emisión de la reforma al reglamento del MEM.

Los procedimientos describen la forma de calcular el costo variable de transmisión y la determinación de respetar los contratos de venta de energía y solo el excedente a ser comercializado en el entonces naciente MEM.

2.5.18 Declaración de costos variables de producción¹⁴⁷

El directorio del CONELEC aprobó ésta Regulación mediante resolución No. 0178/03 en sesión de agosto 13 de 2.003 y sustituye a la Regulación 009/02 que fuera aprobada con resolución No. 293/02 de noviembre 20 de 2.002.

El documento establece el procedimiento para definir y declarar los costos variables de producción¹⁴⁸ de las centrales de generación térmicas, hidráulicas de pasada e hidráulicas con capacidad de Regulación inferior a la mensual, para que el CENACE determine el despacho económico de las unidades generadoras.

La Regulación determina las variables a ser tomadas en cuenta para el cálculo del costo variable y estas son:

- Combustibles.
- Transporte de combustible.

¹⁴⁷ CONELEC Regulación No. 003/03

¹⁴⁸ El costo variable de producción es aquel valor necesario para operar y mantener la unidad o planta generadora y que cambia en función de la energía producida.

- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.
- Agua potable.
- Energía eléctrica para servicios auxiliares.
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante el ciclo operativo, entre dos mantenimientos mayores, que consideran el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos.
- Costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.

2.5.19 Sistemas de medición comercial para los agentes del MEM¹⁴⁹

El CONELEC en reunión de directorio aprobó ésta Regulación mediante resolución No. 0188/03 en sesión de agosto 27 de 2003 y sustituye a la Regulación No. 002/01

¹⁴⁹ CONELEC Regulación No. 004/03

La Regulación establece los requisitos técnicos mínimos para el sistema de medición comercial, de los medios de comunicación para el acceso de dicha información y de las pruebas de calibración, de manera que se disponga de un sistema confiable, seguro y oportuno.

Los requisitos técnicos son para que la liquidación de las transacciones que efectúa el CENACE sea precisa y transparente, como lo requiere el funcionamiento del MEM.

2.5.20 Requisitos para la calificación de grandes consumidores¹⁵⁰

El directorio del CONELEC mediante resolución No. 0218/03 en sesión de octubre 2 de 2003 aprobó ésta Regulación y sustituye a la Regulación No. 008/02, que fuera aprobada mediante resolución No. 0262/02, en sesión de octubre 16 de 2002.

Los requisitos a cumplir para ser calificado como gran consumidor son los siguientes:

¹⁵⁰ CONELEC Regulación No. 006/03

- El futuro gran consumidor debe ser una sola persona natural o estar constituida legalmente como una persona jurídica y que en sus instalaciones utilicen la energía eléctrica exclusivamente para su consumo propio.
- El sistema de medición debe estar instalado en los puntos de suministro.
- La planilla eléctrica debe registrar un consumo de energía mínimo anual de 4.500MWH en los doce meses anteriores al de la solicitud. La demanda debe ser valores iguales o mayores de la demanda promedio mensual de 650KW, durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación.
- El pago de las planillas eléctricas deben estar al día en el momento de presentar la solicitud ante el CONELEC.

El CONELEC desde principios del 2.002 ha reducido los valores a ser cumplidos en demanda y energía con la finalidad de incorporar nuevos agentes al MEM y establecer una verdadera bolsa de energía.

Los requisitos para el año 2.002 fueron que la demanda de potencia mínima sea de 1MW y la demanda de energía 7.000MWH anual para el año 2.002

2.5.21 Modelo de planilla para el servicio eléctrico¹⁵¹

Regulación aprobada por el directorio del CONELEC mediante resolución No. 133/04 en sesión de julio 14 de 2.004

El CONELEC establece las normas a las cuales deben sujetarse las empresas de distribución eléctrica en la emisión de las planillas por el servicio eléctrico que prestan a sus consumidores, en cumplimiento del Art. No. 40 de la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor¹⁵².

El CONELEC con ésta Regulación determina que deben desagregarse los rubros que corresponden exclusivamente a cargos por potencia y energía, comercialización y subsidio cruzado, de otros conceptos tales como:

¹⁵¹ CONELEC Regulación No. 001/04

¹⁵² dispone que en las planillas emitidas por las empresas proveedoras de servicios domiciliarios, deberá constar exclusivamente el valor del consumo respectivo más los recargos legales pertinentes y cobros adicionales establecidos por leyes y ordenanzas.

- Tasa de alumbrado público fijada a través de ordenanzas o convenios.
- Impuesto para bomberos de conformidad con la Ley de Defensa Contra Incendios.
- Seguro contra incendios.
- Fondo de electrificación rural y urbano marginal.
- Otras tasas o impuestos determinados por leyes y ordenanzas que expresamente establezcan el cobro a través de la planilla eléctrica.
- Valores pendientes de pago por consumo de energía eléctrica.

El formato para la cual las empresas distribuidoras deben acatar para la facturación esta presentado en el Anexo N.

2.5.22 Desarrollo de las transacciones internacionales de electricidad¹⁵³

El 3 de agosto de 2.004 la sesión del directorio del CONELEC mediante resolución No. 152/04 aprobó ésta Regulación la misma que sustituye a la Regulación No. 002/03.

La presente Regulación es aplicable a las transacciones internacionales de electricidad con los países que tengan emitida la normativa relacionada con las transacciones internacionales.

El CONELEC establece los procedimientos para realizar el despacho económico coordinado por parte del CENACE, con el operador del sistema del país involucrado, a efectos de decidir una transacción internacional de electricidad de corto plazo.

Los procedimientos para realizar la liquidación económica también se incluyen para que el CENACE lo realice con el administrador del mercado del país involucrado.



CIB-ESPOL

¹⁵³ CONELEC Regulación No. 002/04

La importación de energía se incluye en la programación del despacho siempre que se cumpla que el valor absoluto, que resulta de la diferencia entre el precio umbral y el precio de oferta para importar, sea mayor que el precio ofertado del país que suministra la energía.

El CENACE elabora una curva de precios de oferta basada en la clasificación de la demanda por bloques, tomando en cuenta lo siguiente:

- El costo marginal de mercado, reflejado en el nodo frontera.
- El costo equivalente de potencia que corresponde a una demanda.
- El costo de generación obligada y forzada por requerimientos de demanda, calidad del servicio y seguridad del sistema.
- El costo de generación obligada y forzada asociada a la exportación a través del enlace internacional.
- El costo de reserva adicional de potencia.

- El costo de reserva para regulación secundaria de frecuencia.
- El costo de arranque parada de unidades turbo vapor.
- El costo de transmisión (costo fijo).
- El costo de la remuneración variable de transmisión, correspondiente al tramo ecuatoriano del enlace internacional.
- El costo de los servicios que presta el CENACE, asociados con la demanda.
- Los impuestos y tasas aplicables a la transacción.

El valor del precio umbral se fija como un porcentaje del precio formado en el nodo frontera del país importador, el cual fue fijado inicialmente en un 8%.

El precio puede corregirse hacia arriba o hacia abajo, de acuerdo con las variaciones observadas de los precios.

2.5.23 Cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición¹⁵⁴

El directorio del CONELEC aprobó esta Regulación mediante resolución No. 226/04 en sesión de octubre 20 de 2.004 y sustituye a la Regulación No. 005/03, aprobada con resolución No. 200/03 de septiembre 3 de 2.003

El CONELEC establece los procedimientos de cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición para:

- La asignación de disposición de los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos.
- La reserva adicional de potencia.
- Las liquidaciones económicas derivadas de dichas asignaciones.

El cálculo se lo realiza en el tiempo comprendido entre noviembre y febrero en base a la producción de energía de cada planta o generador en forma individual.

¹⁵⁴ CONELEC Regulación No. 003/04

La potencia efectiva, la disponibilidad (fuera de mantenimiento) y las importaciones de energía son consideradas en la realización del cálculo.

La estadística operativa de producción de energía de los últimos diez años, para todos los períodos noviembre-febrero, es utilizada en las empresas hidroeléctricas para la realización del cálculo. La producción de energía promedio de las plantas es calculada en cada uno de los meses de ese período.

La potencia equivalente es determinada dividiendo la producción de energía para el número de horas del período. La potencia equivalente es con la que participa la empresa en la asignación de la potencia remunerable para cubrir la demanda máxima del período.

La potencia media para las unidades termoeléctricas corresponde al promedio de la potencia efectiva disminuida por efecto de los mantenimientos declarados por los agentes y aprobados por el CENACE, para el período noviembre-febrero.

Los costos variables de las unidades termoeléctricas corresponden a los declarados para el mes de septiembre de cada año.

Las unidades termoeléctricas se agregan con sus potencias medias, en orden de mérito a sus costos variables de producción, hasta cubrir la demanda máxima del período.

Las importaciones de energía no reciben el beneficio de pago por potencia disponible declarada. El CENACE considera la importación solamente para fines de cobertura de la demanda. La consideración es de acuerdo a las estadísticas de precios y de capacidad operativa de las importaciones por los enlaces internacionales para el mismo período precitado.

2.5.24 Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales¹⁵⁵

La resolución No. 280/04 en sesión de diciembre 24 de 2.004 del directorio del CONELEC aprobó ésta Regulación, la misma que entró en vigencia el primero de enero de 2.005 sustituyendo a la Regulación No. CONELEC 003/02.

¹⁵⁵ CONELEC Regulación No. 004/04



El CONELEC con ésta Regulación establece los precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al SNI y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

Las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotérmica y nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas comprendidas entre los 5MW y 10MW de potencia instalada.

Las demás centrales solo son consideradas las que posean una potencia nominal de hasta 15MW para el derecho de cobro y en caso de disponer de más potencia, este excedente es comercializado como cualquier central convencional.

El despacho de este tipo de centrales de generación es de forma obligada y preferente (siempre y cuando entreguen energía al sistema) hasta un 2% de la capacidad instalada del mercado eléctrico.

El límite de despacho es en conformidad al Art. No. 21 del reglamento sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

Las centrales son despachadas de acuerdo a su costo variable de producción en el caso que el total de potencia instalada por parte de centrales no convencionales supere el límite del 2%.

El precio de la energía para este tipo de centrales no es tomado en cuenta para la determinación del costo marginal horario en el MEM y no se reconoce pago por potencia a la producción de las centrales no convencionales.

La siguiente tabla muestra los precios¹⁵⁶ que CONELEC reconoce a las centrales no convencionales por la energía producida. Los valores deben ser respetados para un período de 12 años a partir de la suscripción del contrato de permiso de las empresas generadoras.

¹⁵⁶ Precios establecidos en el punto de entrega de la energía comercializada.

TABLA XII
PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PROVENIENTE DE
ENERGÉTICOS RENOVABLE

CENTRALES	PRECIO (¢/KWH) Territorio Continental	PRECIO (¢/KWH) Territorio Insular de Galápagos
Eólicas	9.31	12.10
Fotovoltaicas	28.37	31.20
Biomasa y biogas	9.04	9.94
Geotérmicas	9.17	10.08
Pequeñas centrales hidroeléctricas hasta 5MW	5.80	6.38
Pequeñas centrales hidroeléctricas mayores a 5MW hasta 10MW	5.00	5.50

La política de favorecer en los precios de la energía a las generadoras no convencionales, es debido a que se requiere impulsar el suministro de la energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados.

La aplicación de mecanismos que promueven y garantizan el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales resulta de fundamental importancia.

La implementación de este tipo de centrales es con altos costos iniciales de inversión que se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incide en una

reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales.

2.5.25 Operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación¹⁵⁷

La Regulación fue aprobada por el directorio del CONELEC mediante resolución No. 039/05 en sesión de febrero 2 de 2.005 y sustituye a la Regulación No. 006/01

Los procedimientos para la operación del SNI en condiciones de déficit de generación así como el manejo de los racionamientos de servicio eléctrico son definidos en esta Regulación.

Las empresas distribuidoras pueden negociar directa y bilateralmente la producción que logren aportar aquellos clientes industriales que tengan plantas de generación y que no califican como autoprodutores.

¹⁵⁷ CONELEC Regulación No. 005/01

Los distribuidores reducirán el servicio de alumbrado público hasta en un 50% cuando sea establecida la situación de emergencia del sector eléctrico por falta de energía.

La reducción considera prioritaria y obligatoriamente el alumbrado público ornamental, de los escenarios deportivos y anuncios publicitarios en la vía pública y exteriores.

La suspensión del servicio es ejecutada por cada empresa distribuidora dentro de su área de concesión con la siguiente prioridad de desconexión:

- Usuarios residenciales, instalaciones de entidades oficiales predeterminadas en cada distribuidora.
- Alumbrado público, preservando la seguridad de la población.
- Usuarios comerciales y pequeños industriales.
- Usuarios industriales con medidor de demanda (KW)



CIB-ESPOL

El CENACE distribuye el déficit de generación entre todas las empresas distribuidoras, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Demanda de energía de la empresa distribuidora, excluido los grandes consumidores activos.
- Pérdidas totales de energía en el año inmediatamente anterior.
- Facturación y recaudación de cada distribuidor a sus consumidores regulados en el año inmediatamente anterior.

2.6 Aplicación de la Ley de Compañías al Sector Eléctrico.

La persona jurídica resultante se denomina compañía cuando dos o más personas unen sus capitales o industrias, para emprender en operaciones mercantiles y participar de sus utilidades.

Las compañías según sus propietarios pueden ser privadas o públicas. Las empresas privadas pertenecen a un empresario o conjunto de empresarios. La propiedad de las empresas públicas es del Estado, ya sea a nivel nacional, regional o municipal.

La gestión de la empresa en derecho societario está ejercida por el ejecutivo principal denominado generalmente gerente o presidente ejecutivo.

El conjunto de dueños que legislan y fiscalizan mediante la junta de accionistas en las empresas eléctricas también ayudan a la gestión de la empresa.

El directorio es quien toma decisiones a las que no está autorizado el ejecutivo y muchas veces su decisión es ratificada por la junta de accionistas.

La gestión casi sin excepción correspondía al empresario antiguamente, actualmente se encuentra en manos de un cuerpo organizado de empleados especializados.

La gestión en las empresas públicas puede efectuarse directamente por funcionarios gubernamentales o puede estar a cargo de una gerencia técnica, más o menos independiente de las decisiones políticas.



CIB-ESPOL

El sector eléctrico ecuatoriano esta conformado por empresas de sociedad anónima¹⁵⁸ en lo concerniente a distribución y comercialización, donde el Estado es el mayor accionista por intermedio del Fondo de Solidaridad y el resto de acciones es repartido entre los Municipios, Concejos Provinciales y otros.

El tipo de asociación entre el Estado y otros entes es nombrado como empresa de economía mixta¹⁵⁹ con el objetivo de cumplir lo estipulado en el artículo 309 de la Ley de Compañías¹⁶⁰.

Las pérdidas de la empresa es una de las causas que determinan la liquidación cuando estas alcanzan el 50% o más del capital suscrito y el total de las reservas¹⁶¹. La situación de liquidación por pérdidas puede ser evitada siempre y cuando los accionistas procedan a reintegrar o a limitar el fondo social al capital existente.

¹⁵⁸ Ley de Compañías. R.O. No. 312 de noviembre 5 de 1999 Art. No. 143.- La compañía anónima es una sociedad cuyo capital, dividido en acciones negociables, está formado por la aportación de los accionistas que responden únicamente por el monto de sus acciones.

¹⁵⁹ Art. No. 308.- El Estado, las Municipalidades, los Consejos Provinciales y las entidades u organismos del sector público, podrán participar, conjuntamente con el capital privado, en el capital y en la gestión social de esta compañía.

¹⁶⁰ Art. 309.- La facultad a la que se refiere el artículo anterior corresponde a las empresas dedicadas al desarrollo y fomento de la agricultura y de las industrias convenientes a la economía nacional y a la satisfacción de necesidades de orden colectivo; a la prestación de nuevos servicios públicos o al mejoramiento de los ya establecidos.

¹⁶¹ Ley de Compañías. Art. No. 198

Los trabajadores de las empresas eléctricas pueden conformar un comité¹⁶² de empresa por lo dispuesto en el Código de Trabajo¹⁶³ ecuatoriano.

La creación del comité es para que represente a los trabajadores ante los dueños de la compañía y plantear el mejoramiento de las condiciones laborales y la suscripción del contrato colectivo¹⁶⁴ (estipulado en el artículo 224 del Código de Trabajo).

Los trabajadores acuden¹⁶⁵ ante el Inspector de Trabajo cuando surge un conflicto¹⁶⁶ colectivo, entre trabajadores y empleador o empleadores. El inspector de trabajo recibe las pretensiones o propuestas, las cuales se denominan pliego de peticiones. El pliego es presentado en el caso de los trabajadores por el comité de empresa.

¹⁶² Código del Trabajo Art. No. 459 inciso tercero y Art. No. 466

¹⁶³ R.O. No. 162 de septiembre 29 de 1.997 Decreto Ley 2000-1 R.O.S. No. 114 de agosto 18 de 2.000

¹⁶⁴ Es el pacto o convenio que se lo celebra entre el empleador y una asociación de trabajadores, en el que se establecen las condiciones en las que se firmarán los contratos individuales de trabajo.

¹⁶⁵ Vale destacar que no siempre sucede esto, por el contrario, las medidas tomadas por parte del comité, en ocasiones resultan anárquicas, como lo sucedido en EMELORO en el año 1.999 cuando los trabajadores encerraron en contra de su voluntades a los miembros del directorio dentro los predios por más de 12 horas con la finalidad de obligarlos a firmar un nuevo contrato colectivo sin importar el perjuicio que el mismo podría ocasionar a la institución. Todo esto por obtener conquistas laborales mediante extorsión.

¹⁶⁶ Se da un conflicto cuando las pretensiones caen en el ámbito de las discrepancias.

CAPÍTULO III

ASPECTOS ECONÓMICOS

El significado de costo, en un sentido general, es lo que hay que entregar para conseguir algo, lo que es preciso pagar o sacrificar para obtenerlo, ya sea mediante la compra, el intercambio o la producción.

En el caso de producción, costo representa lo que hay que entregar a cambio para obtener los diversos insumos que se necesitan para su producción.

La ciencia económica ha estudiado con bastante detenimiento el problema de dichos costos de producción, que se definen como aquéllos en que se incurre para producir una mercancía. De ese análisis, que también resulta de interés para la administración concreta de una empresa eléctrica, surgen diversas categorías de costos.

Los costos fijos son los que no varían al aumentar la producción, como en el caso del alquiler que se paga por un local industrial o el incremento de generación eléctrica hasta llegar al máximo permitido¹⁶⁷.

¹⁶⁷ Una planta generadora que genera un porcentaje de su capacidad e incrementa su producción en función de la capacidad instalada, el costo fijo sigue siendo el mismo lo que varía es el costo de la energía primaria que se necesita para el incremento de producción.

Se trata del costo de factores que se utilizan en una cantidad constante, al menos dentro de ciertos límites y, sobre todo, dentro de un cierto plazo.

Los costos variables, por otra parte, son los que aumentan en cierta proporción a medida en que se incrementa la cantidad producida, como en el caso de la energía o las materias primas.

Cuanto más largo sea el período considerado en el análisis y cuanto más amplio el campo de la producción, más son los factores que caen dentro de esta segunda categoría. A largo plazo, puede decirse, que todos los costos de producción son variables.

El concepto de costo medio, llamado a veces también costo unitario, se refiere al valor promedio que, a cierto volumen de producción, cuesta producir una unidad del producto. Se obtiene dividiendo el costo total¹⁶⁸ por la cantidad total producida.

El costo medio desciende a medida que aumenta la producción, pues los costos fijos inciden cada vez menos, relativamente, en el total. Esto ocurre hasta cierto punto pero luego, cuando se rebasa una cierta frontera de

¹⁶⁸ Suma de los costos fijos y variables

eficiencia, los costos medios comienzan entonces a subir, dando por resultado una curva en forma de "U".

El costo marginal de un producto, por otra parte, es el valor que cuesta añadir una unidad más a las ya producidas y resulta, matemáticamente, la derivada del costo total en función de la cantidad producida.

El costo marginal es el valor al cual, en una situación de competencia perfecta, se venden cada una de las mercancías.

La idea de costo implica algo más que lo apuntado en el análisis anterior: si un consumidor paga una suma de dinero para recibir un bien estará decidiendo, implícitamente, no destinar ese dinero a la compra de otros bienes que podrían darle mayor o menor satisfacción; si una empresa ocupa sus recursos en producir algo, pierde la oportunidad, obviamente, de dedicar esos mismos recursos a la creación de otros productos.

De lo anterior surge un concepto central en la ciencia económica contemporánea: el de costo de oportunidad.



3.1 Costo de oportunidad

El costo de oportunidad tiene varias interpretaciones según el área en que se trabaje el concepto, pero la noción básica es que es el valor máximo sacrificado alternativo al realizar alguna decisión económica.

Los economistas usan el término costo de oportunidad para subrayar que elegir frente a la escasez, implica un costo.

El costo de oportunidad de cualquier acción es la mejor alternativa desechada. Si no se puede tener todo lo que uno quiere, entonces se tiene que elegir entre alternativas. La mejor cosa que alguien elige no hacer, la alternativa desechada, es el costo de lo que alguien elige realizar.

La definición de costo de oportunidad de producir algo, es igual al valor de las producciones alternativas a las que se renuncia para obtenerlo. En la base de este concepto está la idea de escasez, ya que sólo tiene sentido valorar las diversas alternativas de acción que se presentan cuando los recursos disponibles¹⁶⁹ resultan escasos.

¹⁶⁹ Tiempo, dinero, materias primas, etc.

El cálculo de los costos de oportunidad tiene sus limitaciones. El mismo sólo puede hacerse racionalmente en una situación de libre mercado, donde todos los precios estén fijados según la escasez relativa de los bienes. El valor de las acciones a las que se está renunciando, en muchas situaciones, resulta difícil determinar con certidumbre.

El consumidor puede no tener una noción clara de la utilidad que le proporciona un bien hasta que no lo posee. El productor puede no tener un criterio preciso para estimar la demanda de un bien que todavía no existe en el mercado.

La incertidumbre es un problema que se presenta en toda elección entre alternativas, por lo que las limitaciones anteriores, no son problemas exclusivos al cálculo de los costos sino que son expresiones de la incertidumbre. Los costos de oportunidad pueden calcularse dentro de tales límites.

3.2 Costos sociales de producción

¡La energía eléctrica más costosa es la que no se dispone!

La generación de energía eléctrica tiene un mayor carácter social en regiones de bajo desarrollo.

La generación en esta clase de sectores, no es económicamente rentable y su carencia no permite disponer de servicios básicos como: salud, agua potable, educación, entre otros.

La evaluación social se fundamenta en que los precios del mercado no reflejan una valoración integral de un proyecto, ya que ellos no consideran el valor agregado de la energía eléctrica al mejoramiento de la calidad de vida; a diferencia de los precios sociales, los cuales si reflejan el valor social agregado.

El suministro de energía eléctrica a una zona aislada se puede hacer instalando una planta diesel, extender las redes del sistema y/o construir una pequeña central hidroeléctrica.

Cada una de estas posibilidades tiene sus particularidades, algunas de ellas son:



- Las plantas diesel tienen una inversión inicial baja, en especial porque no requieren de estudios costosos para su instalación y los equipos son seriados.

El mantenimiento y operación de ellas hace que su energía sea más costosa, exige de personal calificado, se caracterizan por tener una vida útil baja¹⁷⁰, usualmente son ruidosas y sus desechos y emisiones tienen un elevado impacto ambiental en la zona.

- La extensión de redes para suministrar energía eléctrica a zonas aisladas muy retiradas del sistema energético, es una solución técnica que a la vez de ser costosa requiere al final de la línea una planta generadora que compense las pérdidas de tensión y, en estos casos, es posible que la única solución sea la construcción de una pequeña central de generación. En particular esta solución es aún más costosa en zonas de cordillera.
- La construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas frente a las plantas diesel, presenta más bondades, ya que generan las 24 horas del día durante su vida útil¹⁷¹.

¹⁷⁰ Alrededor de 5 a 8 años con operación de 4 a 6 horas diarias.

¹⁷¹ Aproximadamente 25 años de vida útil.



CIB-ESPOL

Los costos de operación y mantenimiento son bajos y el impacto ambiental es positivo, ya que se debe preservar la cuenca como fuente energética y de desarrollo.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas se caracterizan por tener un costo inicial elevado, debido a los estudios previos y los equipos, sin embargo ellos se pueden reducir en la medida en que se utilicen equipos seriados y los proyectos se unifiquen.

La construcción de una pequeña central hidroeléctrica para el suministro de energía eléctrica de una zona aislada, en la mayoría de los casos, económicamente no es atractiva, sin embargo un análisis socio ambiental justifica estos proyectos, por tal motivo la realización de ellos es impulsada inicialmente por el estado por intermedio de las obras del Fondo de Solidaridad en los proyectos del FERUM.

El incremento de la demanda obliga a las empresas distribuidoras realizar acciones para satisfacer la necesidad. Esta situación implica hacer mejoras en la red¹⁷² y afecta directamente en el valor agregado de distribución por lo que, el costo a ser cobrado al usuario final por consumo

¹⁷² Cambiar un servicio monofásico a bifásico o trifásico. La realización de este nuevo diseño, implica el incremento de materiales que visten el poste, conductores, transformadores y, posiblemente rediseño en el sector de la carga.

de energía eléctrica se podría ver afectado en una revisión del pliego tarifario.

La pregunta es: ¿quién asume el costo por servir a un sitio que no resulta rentable, donde la inversión es mayor y la amortización del capital demasiado larga? La respuesta: el Fondo de Solidaridad es quien asume esas responsabilidades.

La revisión del pliego tarifario cada vez que se tenga una inversión en el VAD no es aconsejable porque, el descontento social podría desencadenar eventos de protestas.

3.3 Cálculo de costo marginal

El costo marginal es definido como la variación en el costo total debido a un cambio unitario en la producción. Para cambios infinitesimales del nivel de producción, se tiene que ésta razón de variación se aproxima a la definición de la derivada por lo tanto, se puede definir al costo marginal como la derivada del costo total o del costo variable respecto al nivel de producción.

El costo marginal de corto plazo es el costo de suministrar una unidad adicional de energía considerando el sistema eléctrico existente. Por lo que es necesario realizar el despacho de carga óptimo en base a las unidades, recursos disponibles, y los costos variables de operación y mantenimiento en los que incurran las centrales que aportan energía eléctrica al sistema.

3.4 Análisis de costos

El costo de producir un bien depende del aprovechamiento de cada factor de la producción utilizado. Es decir, el costo de producir depende del método de producción que se basa en la tecnología empleada.

3.4.1 Isocuanta

La isocuanta es una curva que representa igual cantidad de producción con diferentes cantidades de factores. Cada punto de la curva representa una combinación de capital y trabajo capaz de producir cierta cantidad de bienes.

Según el método de producción utilizado, se emplea más cantidad de capital (maquinarias, herramientas) y una cantidad menor de

mano de obra, o se utilizan muchos trabajadores con pocas herramientas.

Si una empresa desea estudiar distintos niveles de producción, traza un mapa de posibilidades con varias isocuantas.

3.4.2 Isocosto

La curva de isocosto es aquella que une puntos que señalan distintas combinaciones de dos factores de la producción que implican un costo similar.

La superposición de la línea de isocuanta con la de isocosto da como resultado un punto de tangencia en el cual se está haciendo la combinación de factores de la producción deseada, al mejor costo.

3.4.3 Producción, producto y productividad

La producción total de un bien es la suma de las producciones de distintas empresas que se dedican al mismo ramo.



Cada empresa adquiere insumos y los elabora agregando materiales, trabajo y capital, hasta llegar al producto terminado.

El producto terminado es la acumulación de las distintas etapas de la producción realizadas por la misma empresa o por varias.

PRODUCCIÓN = Insumos + Proceso Productivo

El producto de cada empresa es el valor que agrega al ya acumulado por los bienes en las etapas anteriores de producción.

Producto = Producción – Insumos

Producto = Proceso productivo

Producto = Valor Agregado

La productividad relaciona la producción obtenida con los elementos utilizados para realizarla. Indica el aprovechamiento de los factores de la producción.

El cálculo de la productividad se realiza por cada uno de los factores de la producción utilizados:

$$productividad = \frac{producción}{factor_de_la_producción}$$

La productividad de la empresa se la obtiene si se calcula un promedio ponderado de todos los factores, lo cual es un indicador del rendimiento de la empresa.

La productividad marginal muestra el aumento de producción obtenido al agregar una unidad más del factor de producción que se analiza en cada caso.

3.4.4 Ley de los rendimientos decrecientes



CIB-ESPOL

La relación entre el incremento de las unidades de un factor, el factor variable y la productividad marginal, manteniendo constante el volumen de producción, es que primero crece más que proporcionalmente, luego aumenta menos que proporcionalmente y finalmente decrecen.

El comportamiento de estas variables está identificado como la ley de la productividad decreciente o principio de los rendimientos decrecientes.

La explicación de esta situación es la siguiente: dada una empresa con una capacidad determinada por los medios de producción instalados, cuando comienzan a incorporarse las primeras unidades del factor variable, las posibilidades de acrecentar la producción y la productividad son muy grandes, porque la disponibilidad de maquinarias, instalaciones, etc. son muy amplias.

A medida que la capacidad de explotación se va utilizando más intensivamente, el ritmo de expansión se hace más lento, hasta llegar a un punto en que se produce la saturación. Entonces, si se pretende seguir aumentando el producto, tendrán que incorporarse más unidades de los otros factores.

El nivel en el que le conviene al productor cesar la incorporación de unidades del factor variable, depende de diversos elementos: de los costos fijos y variables, de la política de ventas que se siga, etc.

Las estrategias para incrementar la productividad de los factores dentro de las limitaciones analizadas pueden ser: progreso tecnológico, incentivar el trabajo, incrementar el nivel organizativo de la empresa, y mejoramiento en el planeamiento del proceso productivo.

3.4.5 Costos fijos, variables y costo total

Los costos fijos son los que permanecen constantes, dada cierta capacidad física de la empresa, y no tienen relación con el aumento o disminución de la producción.

Son costos fijos: el alquiler de la planta, el seguro, el edificio, etc., aún si no existiese producción alguna, estos gastos existirían igualmente.

Los costos fijos permanecen constantes, en el corto plazo, hasta que se aumenta la capacidad física de la empresa. Cuando se construyen más edificaciones y se adquieren más máquinas y herramientas, estos costos aumentan.

Los costos variables tienen relación directa con el volumen de producción.

El costo total se forma sumando el costo fijo y el variable. Es la suma de las reparticiones que realiza la empresa para obtener determinada cantidad de producto.

$$COSTO_TOTAL = COSTO_FIJO + COSTO_VARIABLE$$

Los costos de la empresa constituyen uno de los elementos a través de los cuales se mide la eficiencia de la misma, comparándolos con los ingresos¹⁷³.

La composición de los costos en fijos y variables frente al monto de los ingresos, permiten adoptar las decisiones adecuadas. Los costos variables aumentan o disminuyen proporcionalmente al monto de ventas y la diferencia entre éste y aquél es destinada a amortizar costos fijos y a obtener el beneficio perseguido (caso A).

¹⁷³ De esta diferencia resultarán los beneficios o las pérdidas.



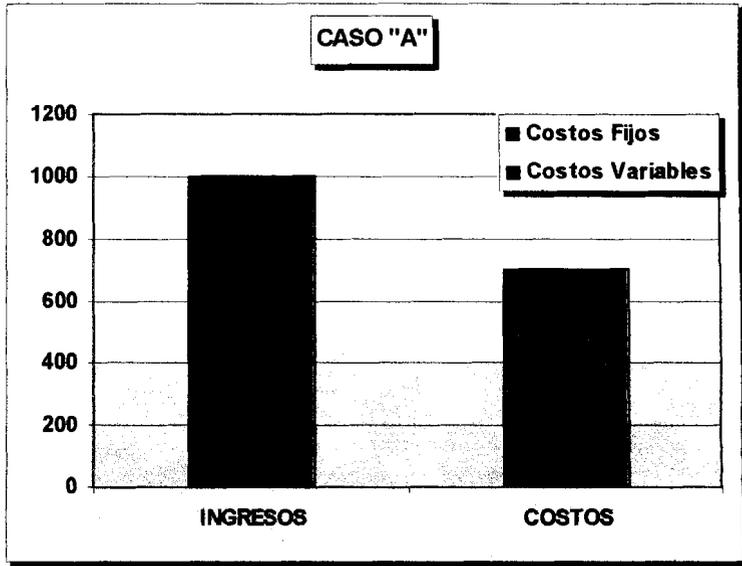


Figura 3.1 Ejemplo de costo fijo y variable vs. Ingreso

En el caso B, si bien el ingreso no alcanza para cubrir la totalidad de los costos, un aumento en el volumen de producción y/o ventas logrará recuperar el equilibrio.

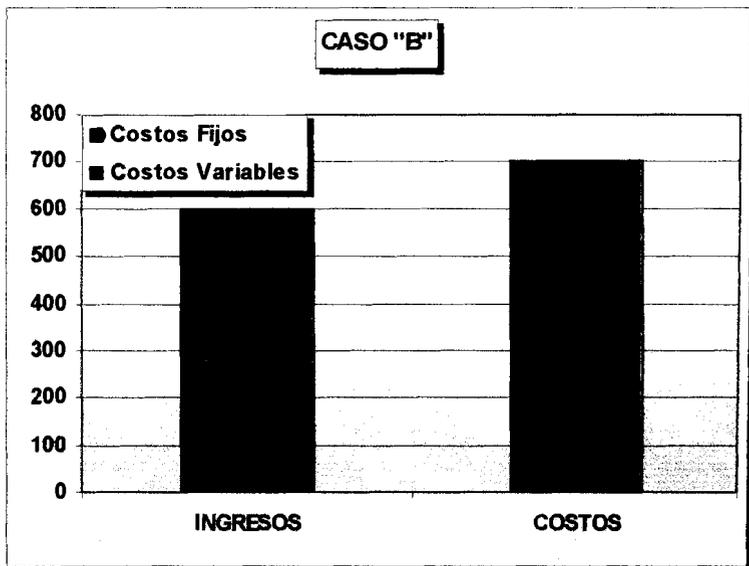


Figura 3.2 Ingreso menor que costo fijo y variable

En el caso C, el costo variable es superior al ingreso que puede obtenerse. No podrá ser superado, pues ambos valores se incrementan proporcionalmente.

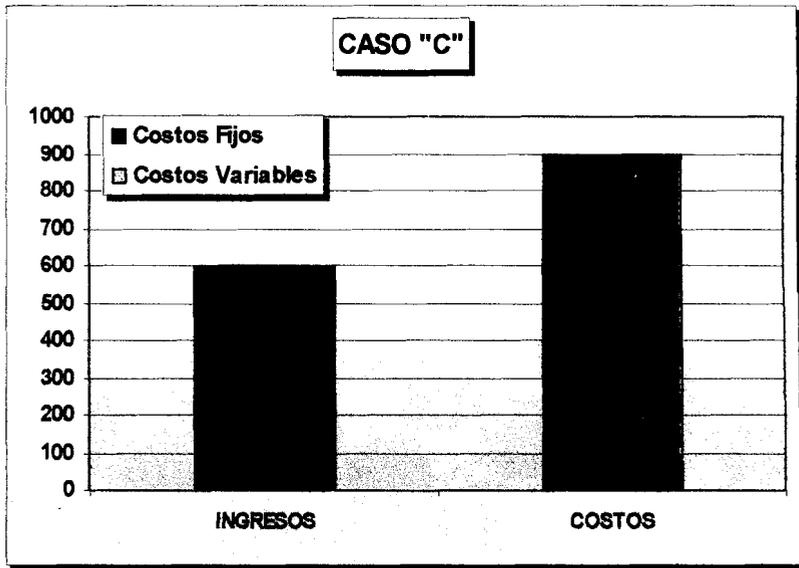


Figura 3.3 Costo variable mayor que ingreso

A continuación se presenta un ejemplo para realizar el análisis del comportamiento de los costos

TABLA XIII
EJEMPLO DE COSTOS POR UNIDADES PRODUCIDAS

UNIDADES PRODUCIDAS	COSTO FIJO	COSTO VARIABLE	COSTO TOTAL
0	200	0	200
1	200	130	330
2	200	250	450
3	200	350	550
4	200	436	636
5	200	516	716
6	200	586	786
7	200	666	866
8	200	756	956
9	200	866	1066
10	200	996	1196

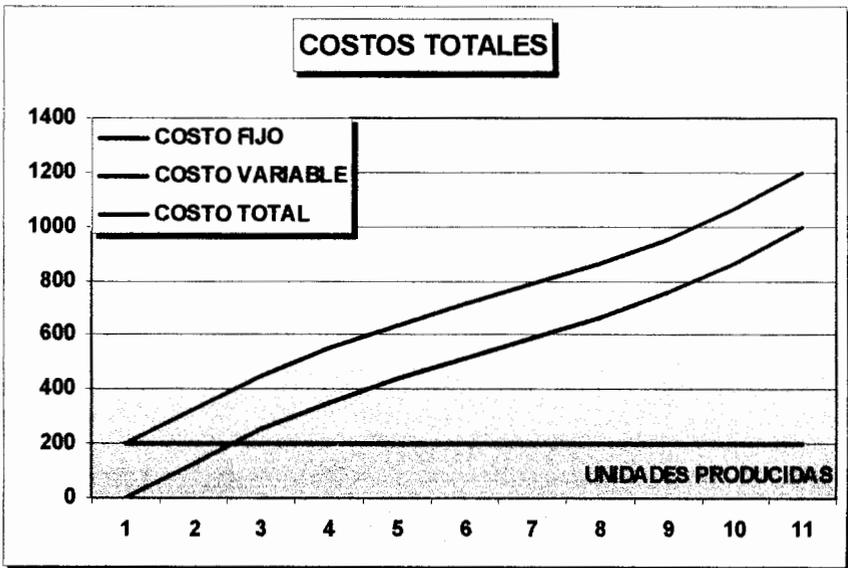


Figura 3.4 Comparación gráfica entre costos y unidades producidas

El costo total aumenta en la medida en que la producción crece, primero en forma acentuada y luego en forma más pausada, al realizar una mejor distribución del costo fijo entre el total de la

producción. Al pasar a un nivel de producción, que consume mayores gastos, el costo total vuelve a crecer rápidamente.

La curva de costos totales no comienza en el origen del eje de coordenadas, ya que toda empresa debe pagar un determinado importe de costos fijos.

3.4.6 Costo medio y costo marginal

Las empresas se interesan en conocer otras clases de costos que se relacionan con la producción de sus bienes:

$$\text{CostoMedio} = \frac{\text{CostoTotal}}{\text{Cantidad _ producida}}$$

$$\text{CostoFijoMedio} = \frac{\text{CostoFijoTotal}}{\text{Cantidad _ producida}}$$

$$\text{CostoVariableMedio} = \frac{\text{CostoVariableTotal}}{\text{Cantidad _ producida}}$$

Costo Marginal = aumento del costo total por producción de una unidad más

El resultado de estos cálculos brinda información a las empresas acerca de cómo se distribuye el costo fijo en cada unidad producida; a qué nivel de producción comienza a crecer el costo fijo; cuál es el comportamiento¹⁷⁴ del costo variable; y, cuál de los factores de la producción muestra mayor productividad.

La curva de costo fijo medio es continuamente decreciente, porque se trata de un monto fijo que a medida que aumenta la producción se lo divide por mayor cantidad de unidades.

La curva de costo variable medio resulta decreciente hasta un determinado volumen de producción, a partir del cual hace creciente.

La fase decreciente se corresponde con la etapa de crecimiento rápido de la productividad de los factores variables, cuando el nivel de producción aún es bajo en relación a la escala de la planta.

El comienzo de la fase creciente está asociada a la etapa de desaceleración de esa productividad, debido a que ya en ese

¹⁷⁴ Si existe o no un mejor aprovechamiento de los factores de la producción.

momento un gran porcentaje de la capacidad instalada se encuentra utilizada, tornándose más lento el ritmo de expansión.

La curva de costo total medio también es primero decreciente y posteriormente creciente, pero su fase descendente se prolonga hasta un nivel de producción más alto.

La explicación para lo anterior, es que esto se debe a que constituye un promedio ponderado entre el costo fijo medio y el costo variable medio. Alcanza su nivel mínimo en el punto en que se equilibra el peso decreciente del primero con el carácter creciente del segundo.

El costo marginal de producir una unidad más va decreciendo hasta llegar a un punto a partir del cual comienza a crecer nuevamente. Este crecimiento se debe al rendimiento decreciente de la productividad de los distintos factores.

La curva del costo marginal evoluciona más rápidamente que las dos curvas anteriores, porque ella representa las variaciones del costo total, mientras que las otras son montos que se van dividiendo por la cantidad de unidades producidas.

El costo marginal le indica al empresario la conveniencia o no de seguir aumentando la producción. El crecimiento de este costo está indicando desaprovechamiento de los factores de la producción.

La curva de costo marginal siempre corta a la curva de costo medio en su punto mínimo. En este sitio, el costo marginal y el medio se igualan.

La siguiente tabla hipotética presentada a forma de ejemplo, para una empresa cualquiera, sirve para mostrar lo anteriormente citado.

TABLA XIV
VALORES DE COSTOS VS. UNIDADES PRODUCIDAS

UNIDADES PRODUCIDAS	COSTO FIJO MEDIO	COSTO VARIABLE MEDIO	COSTO TOTAL	COSTO MARGINAL
0	200	0	200	0
1	200	130	330	130
2	100	125	225	120
3	66,67	116,67	183,34	100
4	50	109	159	86
5	40	103,2	143,2	80
6	33,33	97,67	131	70
7	28,57	95,14	123,71	80
8	25	94,5	119,5	90
9	22,22	96,22	118,44	110
10	20	99,6	119,6	130

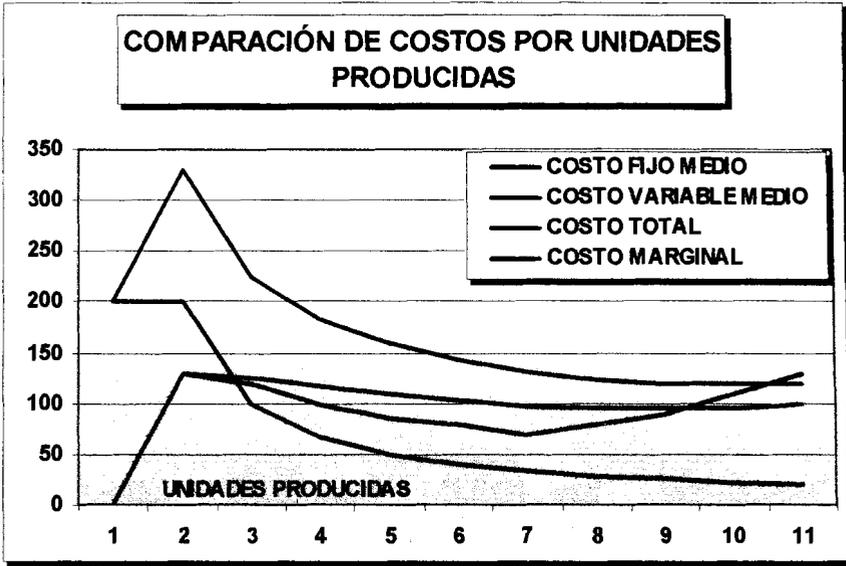


Figura 3.5 Comparación costo medio y marginal versus unidades producidas



CIB-ESPOL

3.4.7 Ingreso total, medio y marginal

El ingreso total se obtiene multiplicando el precio unitario por la cantidad de unidades vendidas.

El ingreso medio se obtiene dividiendo el ingreso total por la cantidad de unidades vendidas.

El ingreso marginal es el incremento producido en el ingreso total al producirse una unidad más.

El ingreso de la empresa depende de las ventas que ésta realiza en el mercado y del precio que obtiene por el bien que ofrece. El precio oscila según la cantidad de demanda existente, pero también según la cantidad de oferta¹⁷⁵. A continuación veremos un ejemplo con datos hipotéticos de una empresa.

TABLA XV
VALORES DE INGRESO POR VENTAS Y COSTO DE PRODUCCIÓN

CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	INGRESO TOTAL	COSTO TOTAL	BENEFICIO
1	\$ 200,00	\$ 200,00	\$ 330,00	\$ -130,00
2	\$ 186,00	\$ 372,00	\$ 450,00	\$ -78,00
3	\$ 174,00	\$ 522,00	\$ 550,00	\$ -28,00
4	\$ 162,00	\$ 648,00	\$ 636,00	\$ 12,00
5	\$ 151,60	\$ 758,00	\$ 716,00	\$ 42,00
6	\$ 141,33	\$ 847,98	\$ 786,00	\$ 61,98
7	\$ 132,57	\$ 927,99	\$ 866,00	\$ 61,99
8	\$ 122,25	\$ 978,00	\$ 956,00	\$ 22,00
9	\$ 112,00	\$ 1.008,00	\$ 1.066,00	\$ -58,00
10	\$ 102,50	\$ 1.025,00	\$ 1.196,00	\$ -171,00

¹⁷⁵ El precio desciende a medida que crece la oferta en el mercado.

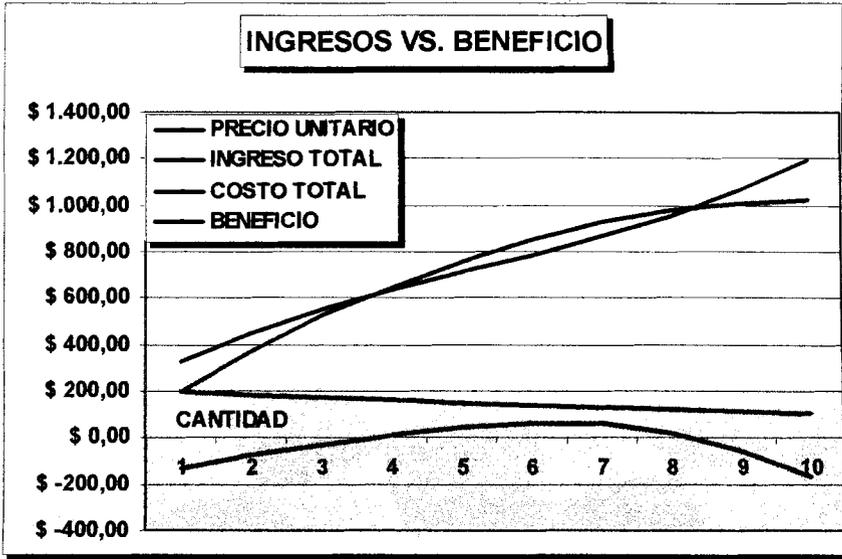


Figura 3.6 Comparación ingresos vs. Beneficios

La empresa no obtiene beneficios cuando realiza pocas ventas porque sus costos superan a los ingresos. A medida que aumenta la cantidad de unidades vendidas, crecen sus beneficios hasta un determinado momento en que decrecen nuevamente.

Lo anterior se explica porque el precio unitario ha descendido tanto que no permite que los ingresos superen a los costos.

3.4.8 Relación entre costo marginal e ingreso marginal

La relación entre ingreso marginal y costo marginal indica a la empresa en qué momento le conviene dejar de ofrecer más unidades al mercado porque sus beneficios comienzan a decrecer.

Éste momento se produce cuando el ingreso marginal iguala al costo marginal.

Si el costo marginal es inferior al precio, esto significa que el egreso resultante de producir una unidad adicional es inferior al ingreso que se recibe por esa unidad por lo tanto, es conveniente seguir aumentando la cantidad producida.

A la inversa, cuando el costo marginal sobrepasa al precio, esto quiere decir que la última unidad resultó más costosa que el ingreso obtenido por venderla; es necesario disminuir el volumen de producción.

Si el costo total medio resulta superior al precio en todo el trayecto de la curva, esto significa que en todos los niveles de producción el

costo total sobrepasa al valor de ventas, arrojando beneficios negativos, o sea pérdidas.

En éste caso, la empresa tiene la alternativa de permanecer en el mercado, con la expectativa futura de disminuir sus costos o de que el precio suba, o bien la de abandonar la actividad. Ésta decisión depende fundamentalmente de la posibilidad de minimizar sus pérdidas.

3.5 Costos de generación eléctrica

Una medida para calcular la productividad de un negocio de generación de energía eléctrica es el número de kilovatios hora producidos dividido por el costo en que se incurrió para generarlos.

Lo anterior representa un cálculo del producto final generado por la empresa dependiendo de la cantidad invertida en su proceso de producción.

El cálculo de la productividad incluye la asociación de forma directa y constante de las actividades que forman parte del proceso.

La distinción de cuáles objetos de costos, referentes a la cadena de valor del negocio, le agrega valía al kilovatio hora producido y la hacen más eficiente también se incluye en el cálculo anterior.

El cálculo de los costos parte de la esencialidad de que toda actividad genera un costo y se realiza por una razón, ya sea para ofrecer un producto o servicio o para servir de apoyo al servicio ofrecido.

Para calcular el costo de un producto, es necesario vincular el rendimiento y la eficiencia de una actividad a la creación del producto, relacionando la cantidad de transacciones específicas así como horas de disponibilidad e interesarse en qué porcentaje se distribuyeron.

La identificación de qué factores le agrega valor a su producto final y en qué medida mejora su calidad y eficiencia es de gran importancia para un negocio de generación de energía eléctrica.



El conocimiento de un informe sobre la productividad, con actualizaciones, y con base en datos suministrados sobre el negocio, sería una salida ágil y muy segura, además de contar con una metodología basada en fórmulas que le competen al negocio y ofrecen la posibilidad de comparación entre

sus diferentes centrales y entre los diferentes negocios existentes en el medio.

El kilovatio hora generado se entiende como el producto final. La productividad del kilovatio hora se refiere al resultado posterior a un procedimiento de estudio e investigación ajustada a una metodología con base en indicadores confiables, donde se debe tener en cuenta la calidad del producto como parte del proceso en análisis.

La definición de calidad se descubre explícita al hallar la productividad, pues no se trata de producir por producir, sin tener como base unas reglamentaciones y procedimientos acordes con el producto final.

La productividad está relacionada con la calidad del producto, que para la generación de energía eléctrica tiene en cuenta la disponibilidad de las centrales, sobre todo en las horas pico donde la demanda se incrementa y el usuario final requiere una cantidad determinada, que las centrales deben despachar.

La calidad de un producto o servicio, en el concepto de productividad, se encuentran íntimamente unidos al concepto de disponibilidad y oportunidad.

El grado en que los usuarios pueden obtener la energía eléctrica cuando lo requieren, se define como disponibilidad. Puede observarse que éste concepto se refiere a dos de los requerimientos de los clientes: obtener la cantidad que se desea y en el momento deseado.

La calidad en los procesos en un negocio de generación se entiende como la optimización de los utilizados en las plantas para la obtención del kilovatio hora generado, al igual que en los servicios contratados ya sea de maquinaria o de personal, pues de esto, depende que el servicio prestado se mejore, y que los costos se disminuyan al máximo sin dejar de contar con la eficiencia y calidad de la empresa, que puede terminar costando más de lo presupuestado.

La productividad del negocio eléctrico debe ser manteniendo un estándar de calidad aceptable, buscando no solo lo más económico sino lo que en un período de mediano y largo plazo permita tener beneficios evitando contratiempos y gastos innecesarios.

La calidad es reflejada finalmente en los índices de productividad de las plantas debido a que éstos influyen directamente los costos.

Existen definiciones muy unidas al concepto de calidad del kilovatio hora en un negocio de generación de energía, tales como el mejoramiento de la administración, el aseguramiento interno, aseguramiento externo, control de calidad e inspección; todo ello induce a una administración de calidad entre la sociedad, los empleados, proveedores, accionistas y clientes.

Para el cálculo del costo marginal de generación se utiliza el concepto de corto plazo, quedando por lo tanto determinado mediante la estimación de los costos variables de combustibles y fallas en generación.

Los costos marginales son el resultado de la utilización de un modelo de simulación del sistema y dependen de los costos de combustibles y situaciones anómalas no deseadas en generación, así como del parque de generación que se considere y de las hipótesis de mantenimiento de las máquinas.

El modelo de simulación permite obtener los costos marginales de combustible y falla en los bornes de los generadores, en la hipótesis de un único nodo en todo el sistema. Por lo anterior, para obtener el costo marginal demandado a nivel de un usuario, se adiciona el costo obtenido el valor de generar también la energía consumida en pérdidas.

3.6 Mercado eléctrico mayorista

El Consejo de Modernización del Sector Eléctrico delegado por el Consejo Nacional de Modernización se creó en la aplicación de la nueva Ley de electrificación.

Organismo temporal que define las unidades de negocio de generación, valorar como negocios en marcha las empresas eléctricas que tienen participación en el sector público y llevar a cabo los procesos para promover la participación del sector privado en la operación y propiedad de las mismas.

El COMOSEL, cumpliendo con lo dispuesto en el artículo No. 26 de la LRSE, resolvió que las propiedades de generación y transmisión cuyo propietario era INECEL, sean transferidas al Fondo de Solidaridad, constituyéndose en seis empresas de generación¹⁷⁶ y una empresa de transmisión como sociedades anónimas que entraron en operación desde el primero de abril de 1999.

El mercado eléctrico mayorista creado con esta nueva estructura, está constituido por los siguientes agentes:

¹⁷⁶ El Fondo de Solidaridad posee el 100% de las acciones menos en ELECAUSTRO donde posee el 52,69%

- GENERADORES
- TRANSMISOR
- DISTRIBUIDORES
- GRANDES CONSUMIDORES

El CONELEC como ente regulador y el CENACE como Administrador.

El artículo No. 48 de la ley eléctrica prescribe sobre la remuneración de la potencia no despachada de los generadores y establece el costo por potencia¹⁷⁷.

El mercado eléctrico mayorista al constituirse un ente de libre mercado de energía, permite la compra venta de energía entre los agentes del MEM. Es así, que las transacciones pueden realizarse bajo contratos a plazo o en el mercado ocasional, también llamado mercado ocasional (spot).

Las partes pueden acordar el valor de la energía de mutuo acuerdo en las transacciones bajo contrato. En el mercado ocasional los precios se establecen de acuerdo a los precios de la energía en la barra de mercado.

¹⁷⁷ Valor que se remunera a los generadores por mantener disponible la potencia, y que se encontrará presta para ser despachada y cubrir la demanda. Cada generador percibe este monto aunque no sea despachado, y ése pago está en función de la potencia instalada.

La barra de mercado no es más que una subestación del Sistema Nacional Interconectado que se ha tomado de referencia para realizar los cálculos de los flujos de potencia y determinar los requerimientos del sistema; éste concepto viene ligado a las pérdidas y al denominado factor de nodo.

El 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. Por definición, el factor de nodo de la barra de mercado es igual a unidad.

Los factores de nodo son calculados por el CENACE a base de la metodología aprobada por el CENACE.

Una vez definido el factor de nodo, se calcula el precio nodal de la energía que no es más que a cada precio horario de energía determinado en la barra de mercado le corresponde un precio de energía en cada nodo de la red.

Los precios de la energía en cada nodo de la red de transmisión se obtienen a partir del precio en la barra de mercado multiplicado por el factor de nodo.

El agua represada, para el caso de las centrales hidroeléctricas, tiene un costo y este valor del agua es determinado por el CENACE en el programa de planeamiento operativo.

La determinación del precio de la energía en la barra de mercado es considerando el despacho económico y la teoría de los costos marginales, en la cual se establece que la energía se valora con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.

El costo marginal instantáneo de energía, en la barra de mercado, está dado por aquella unidad de generación que, en condiciones de despacho económico, es la que atiende un incremento de carga. Para este efecto, el costo de generación está determinado en:

- Operación normal, por el costo variable de producción de la unidad marginal, para el caso de las plantas térmicas e hidráulicas de pasada, o por el valor del agua con regulación mensual o superior.

- En caso de desabastecimiento de energía eléctrica, por el costo de la energía no suministrada.

El costo variable de producción es aquel valor necesario para operar y mantener la unidad o planta generadora. El cambio del costo variables es en función de la energía producida.

Los componentes del costo variable de producción son:

- Combustibles.
- Transporte de combustible.
- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.
- Agua potable.
- Energía eléctrica para servicios auxiliares.
- Mantenimientos programados durante un año, que consideran el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos anuales. No se considerarán los costos de mantenimiento mayor.



CIB-ESPOL

El despacho económico es calculado considerando las características de las máquinas disponibles a ser despachadas y la red de transmisión.

La generación base esta dada por unidades de costo de kilovatio bajo como son las hidroeléctricas. A medida que se incrementa la demanda y ésta iguala o sobrepasa la capacidad de las centrales que están operando, se determina entonces cuál unidad debe entrar en operación¹⁷⁸.

Las unidades generadoras que entran en operación van desde un costo menor al mayor, siendo la última en entrar en escena la más cara en generación.

A continuación, se presenta datos reales del mercado eléctrico mayorista para los días del 18 al 24 de febrero de 2005, información proporcionada por el CENACE.

¹⁷⁸ Esto es tomando en cuenta los costos por energía generada y su ubicación geográfica ya que se debe disponer de capacidad en la red de transmisión con el objeto de evacuar la energía a los centro de consumo.

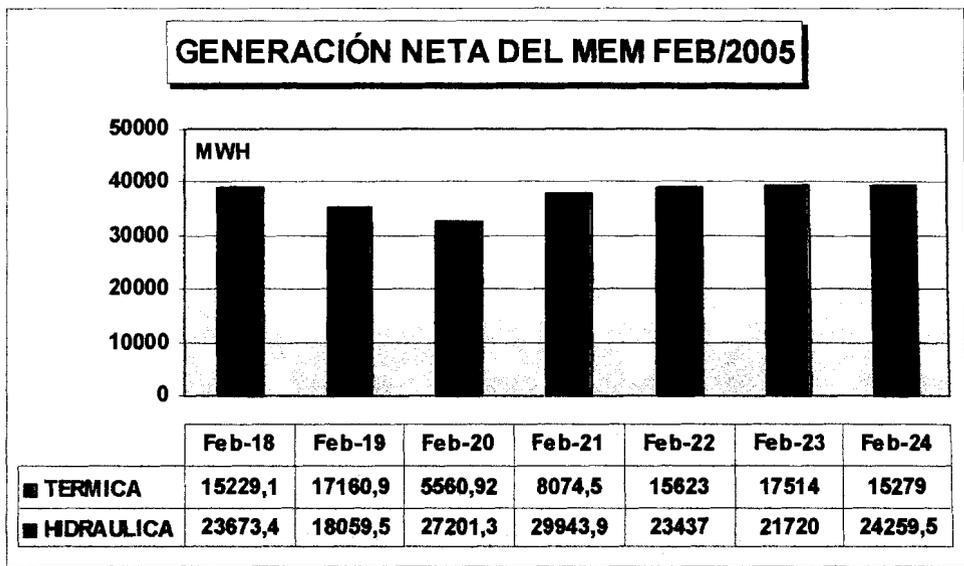


Figura 3.7 Producción energética (MWH)

Los valores del 18 al 22 de Febrero son reales, los demás son proyectados

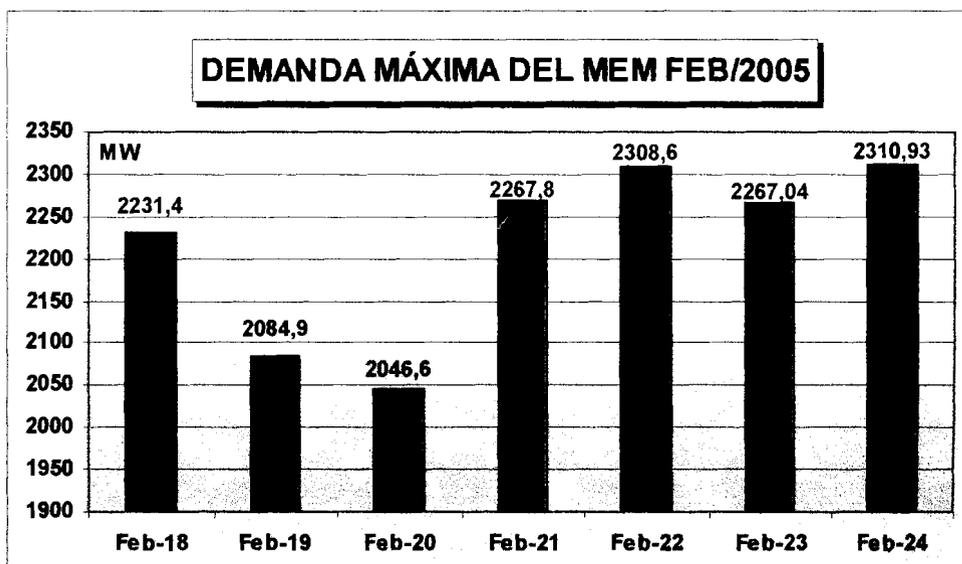


Figura 3.8 Máximo valor de demanda de potencia (MW)

El valor del 24 de Febrero de 2005 es proyectado

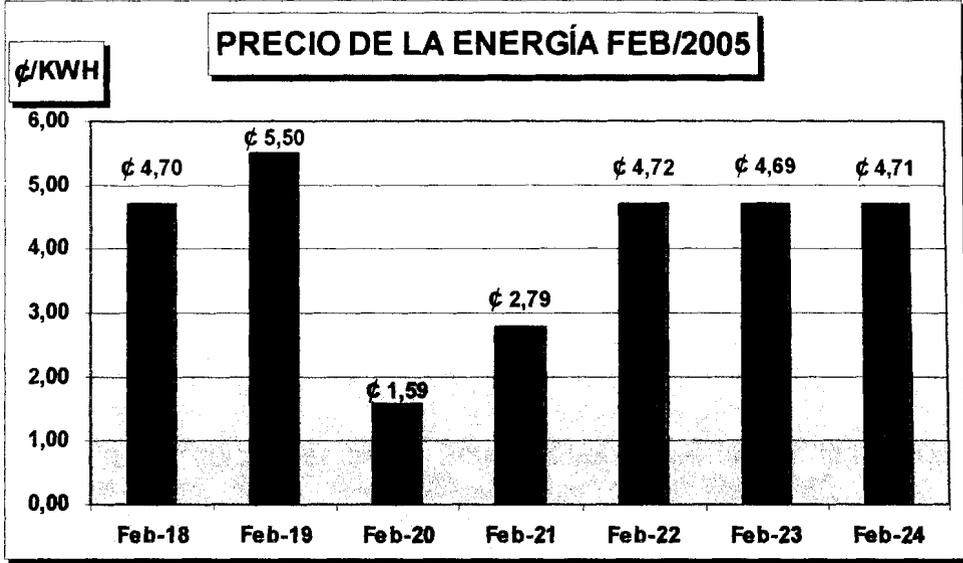


Figura 3.9 Precio marginal diario promedio (¢/KWH)
 Los valores del 18 al 22 de Febrero son reales los demás son proyectados

El precio de la energía para el día febrero 20, baja considerablemente debido a que en días anteriores la central hidroeléctrica Paute soportaba una reducción drástica en el nivel de agua a causa de la época de estiaje mas severa de los últimos cuarenta años.

La reducción del precio es porque llovió en el sector del Paute y ésta agua alimentó el caudal del río Paute, llenándose el embalse.

Al tener energía almacenada, la central Paute comenzó a entregar la mayor cantidad de energía eléctrica al sistema, haciendo por lo tanto que la tarifa baje.

El caudal del río no es estable en época de estiaje por lo que el despacho económico permite la entrada en escena de generación térmica. El valor de la tarifa vuelve a incrementarse pero se mantiene la central Paute operativa.

El traspaso de energía eléctrica entre Ecuador y Colombia prácticamente es unidireccional es decir, Ecuador sólo importa con la finalidad de cubrir la demanda.

A continuación, se presenta los datos de potencia y energía para la misma fecha del gráfico anterior, en lo que respecta a la interconexión con Colombia.

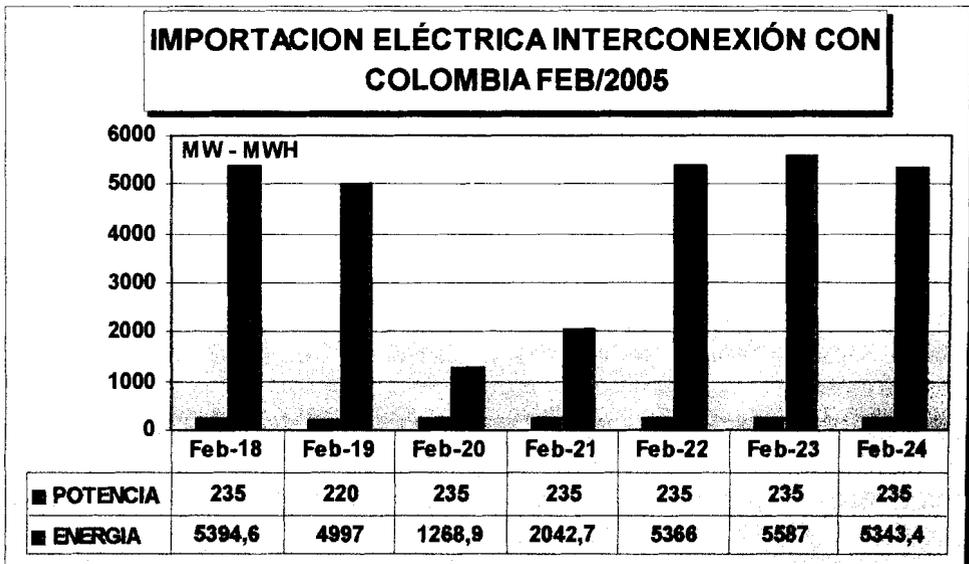


Figura 3.10 Importación de energía desde Colombia (MWH)
 Los valores de energía del 18 al 22 de Febrero son reales, los demás son proyectados

La energía entregada por parte de Colombia, en febrero 20, disminuye, como consecuencia de la mayor operatividad de la central hidroeléctrica Paute.

El CENACE, en cumplimiento del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en su artículo No. 21, dará despacho preferente a las plantas que utilizan energía renovable no convencional.

La participación de éste tipo de centrales no puede exceder del 2% de la capacidad instalada de los generadores del mercado eléctrico mayorista y de toda la energía proveniente de fuentes renovables no convencionales entregada al sistema nacional interconectado.

Las centrales que usan éste tipo de energía no forman parte del despacho económico por lo tanto, sus costos no son tomados en cuenta para la fijación del costo marginal.



CIB-ESPOL

El supradicho artículo también indica que el CONELEC establece los precios que el CENACE utilizará para valorar la producción de cada una de estas plantas, sobre la base de referencias internacionales, cuyo valor será distribuido proporcionalmente a las transacciones económicas realizadas por los distribuidores y grandes consumidores en el MEM.

3.7 Costos de transmisión y distribución de energía eléctrica

Los costos marginales de transmisión y distribución de energía eléctrica distinguen un componente denominado costo de capacidad, que está relacionada con la potencia y un costo variable atribuible a las pérdidas de energía en las diferentes instalaciones del sistema de transporte.

El costo de capacidad es el costo de reforzar la red debido al incremento de un kilovatio en demanda, su estimación se realiza mediante el cálculo de costos incrementales, siendo este un procedimiento de aproximación al costo marginal de largo plazo.

Para su determinación se deben considerar las demandas previstas, las anualidades de las futuras inversiones en los diferentes niveles de tensión, como así también el costo de operación y mantenimiento estimado en cada caso.

El costo de capacidad de los diferentes niveles de tensión se obtiene mediante agregación de los costos corregidos correspondientes al nivel considerado y a los niveles de tensión superiores.

Estas correcciones se realizan mediante el uso de coeficientes de pérdidas en hora pico que permiten ajustar los costos para los distintos niveles de tensión.

3.8 Costos y efectos del racionamiento de energía eléctrica

El punto de vista desde el usuario y la visión desde el sector eléctrico hacia el usuario son dos ópticas son indispensables de analizar.

Para el primer caso, la imprevisión de establecer márgenes de seguridad en la confiabilidad del sistema; la falta de inversiones y mantenimientos de circuitos, hacen que se obtenga como resultado la desenergización de sectores, ciudades o de ser posible, de todo el sistema.

Esta situación incide directa y/o indirectamente a todo el sector eléctrico. La energía no vendida puede y debe ser considerada como pérdidas de un negocio eléctrico en marcha y para los usuarios la energía no consumida es considerada como lucro cesante.

Los hogares pueden ser considerados como unidades productivas debido a que combinan insumos tales como el tiempo de los miembros de la familia, la electricidad, el agua y otros para generar productos como

servicios de administración de la casa, alimentación y tiempo de placer (que contribuyen a incrementar el bienestar familiar), sin embargo, la medición del costo del racionamiento de este sector se vuelve problemático, debido a que su producción es consumida en la vivienda y no es valorada en el mercado al igual que la mayoría de otros productos.

La flexible reprogramación de las tareas, respecto a los servicios de administración de la casa, es de primordial importancia, con lo que se minimiza el costo de racionamiento convirtiéndolo en el costo más bajo en relación al resto de sectores, ya que es posible trasladar tareas como el uso de lavadoras, planchas y otras actividades que necesitan energía, a un período de tiempo en que se disponga del servicio eléctrico.

En relación a la actividad de alimentación, en las viviendas que disponen de cocinas eléctricas, esta tarea puede resultar suspendida implicando atrasos en la preparación de los alimentos o en su consumo y si el racionamiento es prolongado, la comida tiene que ser comprada ocasionando gastos inesperados.

En los estratos residenciales que utilizan exclusivamente cocinas a gas licuado, carbón o leña, el costo de racionamiento en concepto de alimentación se vuelve insignificante.



En cuanto al tiempo de placer, los miembros de la familia le darán un valor al tiempo dedicado al ocio o descanso que puede ser consumido en lectura, escuchar música o noticias, ver televisión, etc., que son actividades más difíciles de reprogramar y por lo tanto más valiosas para las personas.

El ocio dejado de disfrutar en el tiempo libre por causa del racionamiento se suele medir mediante el salario real por hora de las personas que trabajan, ya que existe el supuesto teórico de que en el margen, este salario se iguala con la utilidad marginal del ocio, a través de la decisión entre trabajar o descansar.

Los consumidores del sector comercial presentan características intermedias entre los usuarios residenciales e industriales es decir, que algunas empresas presentan similitudes con el proceso industrial, en tanto que otras se asemejan a la actividad de los hogares tal como sucede con los restaurantes y hoteles.

Algunas empresas, dependiendo de su capacidad económica, han adquirido equipos de generación eléctrica para auto abastecimiento de energía, otros desplazan sus horarios de trabajo, o bien desarrollan una serie de actividades que no dependen del servicio de energía eléctrica.

Cuando se programa un racionamiento, se trata en la medida de lo posible no afectar a los circuitos donde los industriales se abastecen, labor que se facilita sobre todo con las empresas que disponen de circuitos independientes.

La necesidad técnica de sacar de servicio circuitos enteros dificulta la discriminación por tipo de usuario, debido a las características socioeconómicas del país ya que un mismo circuito atiende a sectores residenciales, comerciales y de pequeña y mediana industria.

Las empresas eléctricas, para obviar parcialmente este problema, tradicionalmente han convocado a los empresarios concentrados en núcleos importantes, para efectuar arreglos sobre la hora en que resultan menos afectados por el racionamiento.

Siempre por problemas técnicos que pueden surgir en las áreas de generación, transmisión, distribución o por imprevistos¹⁷⁹, pueden ocurrir cortes inesperados fuera del período de racionamiento.

Un factor importante que influye en la magnitud del costo de racionamiento de las industrias es la característica del proceso productivo

¹⁷⁹ Un vehículo que se estrella con un poste; un árbol que cae sobre el circuito, etc.

por ejemplo: la intensidad del uso eléctrico y continuidad de los procesos existentes

El costo de la energía no servida puede ser desglosado en tres categorías, los costos directos a corto y largo plazo y los costos indirectos; estos costos deben ser interpretados como costos económicos, tal y como se emplean en los análisis de costo beneficio.

Para el análisis del segundo punto de vista, es obvio anticipar que la confiabilidad del sistema en el tiempo es el factor de mayor incidencia.

El CENACE realiza análisis del comportamiento del sistema en función de la demanda de potencia y energía bajo tres escenarios¹⁸⁰ hídricos posibles.

El disponer de una planta generadora de bajo costo de inversión y alto costo de producción al utilizar combustible limpio no renovable, que trabaje según lo determine la empresa vendedora para no perder la garantía, no es una idea descabellada.

¹⁸⁰ Análisis para hidrología seca, media y alta.



El sector eléctrico ecuatoriano depende en más del 50% de la generación hídrica y ante una contingencia simple de los escenarios analizados por el CENACE, la previsión de mantener una o más unidades para uso de emergencia, justifica la inversión a ser realizada ante el costo de una energía no vendida.

3.8.1 Costo directo a corto plazo

El costo directo a corto plazo son los costos en que incurren los consumidores durante la interrupción del servicio o inmediatamente después del corte.

Estos costos pueden ser analizados por tipo de cliente, en el caso del sector residencial representan las incomodidades, ocio perdido, tensiones, alimentos dañados, salud y seguridad.

Para el resto de sectores se consideran los costos de oportunidad de los recursos ociosos, costo de suspensión y reinicio de operaciones, deterioro y daño de insumos y productos, modificación de horarios, problemas de salud y seguridad en el centro de trabajo.

3.8.2 Costo directo a largo plazo

El costo directo a largo plazo son los costos de ajuste incurridos por los usuarios como resultado de la mala calidad del servicio y de las expectativas de confiabilidad.

Estos costos en el sector residencial incluyen a los causados por la adquisición de equipo para auto generar energía, reparación y compra forzada de electrodomésticos y equipos de emergencia.

Para el resto de sectores se identifican entre este tipo de costo, los cambios en las prácticas de manejo y operación de los equipos y los cambios forzados de equipo.

3.8.3 Costos indirectos

Los costos indirectos acontecen como efectos secundarios de las interrupciones del servicio de energía que afectan directamente a los usuarios y agentes económicos; también se subdividen en costos indirectos de corto y largo plazo pero son más difíciles de estimar.

Como ejemplo de costo indirecto a corto plazo tenemos una empresa que ve reducida su producción, debido a que otra empresa que la abastece de los principales insumos tiene problemas con cumplir los pedidos por las constantes interrupciones de energía eléctrica.

3.9 Valor agregado de distribución

La apertura de los países a una economía global obliga a todas las empresas a realizar un salto cualitativo orientado a mejorar la competitividad, la cual a su vez se explica a partir de los conceptos de productividad y calidad, donde la productividad se refiere a la calidad del producto y a la eficiencia con la que se produce.

La mayor o menor competitividad de un país se explica, en gran medida, por el nivel de formación y educación de sus recursos humanos.

En el plano de las empresas, la competitividad es el resultado del aporte que los recursos humanos hacen en la gestión diaria, agregándole valor a las actividades.

La productividad es una medida de la eficiencia con que se utilizan los recursos para obtener un producto y cuando se habla de una empresa de servicios, resulta más difícil encontrar la productividad, pero igualmente es un factor importante que se debe hallar para conocer el nivel de desempeño del negocio.

La gerencia de cada una de las empresas está motivada especialmente por planes que justifiquen las inversiones de las compañías y en el momento en el cual se presenten los programas de calidad, bajo el esquema del costo en que incurre el beneficio económico y social que conlleva. La productividad como programa que se justifica por sí solo, es una de las mejores inversiones con que puede contar una compañía.

Los costos de productividad parten de los estados financieros y económicos de la empresa y por lo tanto deben utilizar la información existente, acomodándola de tal forma que de ella se puedan extraer los costos de calidad, para su posterior interpretación y toma de decisiones.

La productividad constituye indicadores importantes para soportar las políticas, estrategias y programas de calidad de una empresa.



La productividad del país, de la empresa o del trabajo, es objeto de estudio de la ciencia económica, y tanto sus fundamentos como sus formas de cálculo han dado lugar a una extensa bibliografía.

Sin embargo, el concepto de productividad no es patrimonio exclusivo del mundo académico y ha pasado a ser parte del lenguaje de uso común.

La empresa se puede entender, en un sentido amplio, como una organización que transforma insumos en productos, agregándoles valor. Para realizar esta transformación, la empresa cuenta con algunos recursos, denominados factores productivos.

Los factores productivos son aquellos elementos que permanecen en la empresa y se combinan para llevar a cabo dicha transformación. Pueden agruparse en diferentes categorías, según el uso que se les quiera dar.

En forma simplificada, se suele hablar de dos grandes categorías: el trabajo humano, por una parte, y el resto de los factores, denominados genéricamente como capital, por otra.

Enfoques más complejos identifican otros factores, como el capital humano (conocimientos, talentos, salud, etc.), los recursos naturales y el medio ambiente.

La diferencia entre insumos y factores no es obvia. Los insumos y los servicios prestados por los factores entran a la empresa. En los estados financieros, algunos pagos a factores como remuneraciones e intereses, son considerados como gastos o costos como algunos pagos a insumos, por ejemplo: materiales para la producción y energía.

Paralelamente, otros factores, como el capital aportado por el dueño y su capacidad emprendedora, no aparecen como costos o gastos, sino que se supone que son remunerados por un residuo denominado utilidades.

Otros factores, como el medio ambiente en el cual funciona la empresa, puede desgastarse como resultado del proceso productivo, sin que se produzca pago o compensación directa por ello, mientras otros servicios estatales son financiados por la empresa a través de los impuestos.

Aunque la diferencia conceptual entre factores e insumos puede ser muy sutil, es trascendental.

Si se consideraran los insumos y los factores como un solo conjunto, su valor tendría que ser necesariamente igual al valor de todos los bienes y servicios producidos, pues todo el valor de lo que sale de la empresa debe destinarse a algo, y ese destino no puede ser otro que remunerar algo que entró (insumos y factores): materiales, energía, trabajadores, crédito, capacidad empresarial, etc.

Estos pagos reciben diferentes nombres como pagos a proveedores, sueldos y salarios, intereses, utilidades, etc.

En realidad, la diferenciación establecida cumple una función importante, que es identificar la riqueza generada por el esfuerzo colectivo de aquellos que trabajan en la empresa, aquellos que proporcionan el capital¹⁸¹ y aquel que provee el entorno¹⁸² en el que se desenvuelve la empresa.

Esa riqueza generada se agrega al valor que tenían los insumos al llegar a la empresa, convirtiéndolos en algo más valioso, el producto. Por esta razón, esa riqueza adicional también recibe el nombre de valor agregado.

¹⁸¹ Propietarios, inversionistas, accionistas.

¹⁸² El Estado proporciona el entorno.



Dicho valor agregado se relaciona directamente con las actividades propias de un negocio de energía eléctrica.

Aunque el sector eléctrico sigue siendo una de las partes fundamentales de nuestra economía y desarrollo, no obstante el alza de los precios de los derivados del petróleo, la tarifa actual de la energía eléctrica mueve a una incertidumbre en cada hogar.

A pesar de los costos marginales que hay que tener en cuenta en el diseño de la estructura tarifaria, también hay que considerar, en política tarifaria, la observación de los más reconocidos expertos de organismos internacionales que dicen: *"Si una nueva tarifa incrementara notablemente las facturas de un grupo de consumidores capaces de originar un gran alboroto, esa tarifa sería seguramente reexaminada"*.

Esto lleva a la práctica de que se establezca un porcentaje por encima del cual ningún consumidor debe sufrir un aumento en su factura.

Los gastos de que incurren las empresas distribución eléctrica se determinan mediante el valor agregado de distribución, o sea el costo de proporcionar el servicio más una utilidad razonable.

El valor agregado por la empresa es el resultado del aporte del trabajo y del capital con que la empresa cuenta. De este modo, la medición del valor agregado resulta de la diferencia entre el valor de la producción, por una parte, y el costo de todos los bienes, materiales y servicios comprados fuera de la firma, por otra.

El valor agregado puede asociarse a la idea del valor que la empresa genera o produce, por lo tanto puede ser calculado de la siguiente manera:

A : Valor total de los bienes y servicios producidos

B : Valor total de los servicios, bienes y materiales comprados a terceros

C : Valor agregado, que se usa para pagar costos de mano de obra, impuestos, intereses, depreciaciones y utilidades.

Entonces el VAD se calcula: $C = A - B$

El valor agregado, de acuerdo con lo anterior, puede calcularse mediante dos métodos:

- Método 1

Valor total de los bienes y servicios producidos menos Valor total de los bienes, materiales y servicios comprados a terceros.

- Método 2

Costos Indirectos más Depreciaciones más Costos en Investigación y Desarrollo más Costos de Personal más Impuestos más Intereses del Capital más Honorarios de los Directores más Reservas de la Empresa más Utilidades a Repartir.

Hasta aquí se pueden observar datos e información clave que termina en los estados financieros de las empresas y aunque con accesibilidad muy restringida.

Otra definición que se le da al valor agregado de distribución VAD es que es el costo por unidad de potencia necesario para prestar el servicio de distribución eléctrica con la finalidad de poner a disposición del usuario la energía eléctrica desde la de barra media tensión hasta el punto de empalme de la acometida respectiva.

En el proceso interno de una empresa de distribución eléctrica, la desorganización y burocracia influye en el resultado del valor agregado de distribución, ya que esto nos indica que tan eficiente es la empresa.

La realización de un proceso de reingeniería es importante para el mejoramiento de la eficiencia y reducción de pasos a seguir de cualquier proceso interno de una empresa

La implementación de la reingeniería determinaría el rendimiento de cada trabajador y el tiempo de demora de los procesos internos¹⁸³.

La razón por la que se le presta importancia al valor económico agregado o utilidad económica es que es el producto obtenido por la diferencia entre la rentabilidad de sus activos y el costo de financiación o de capital requerido para poseer dichos activos.

Es más que una medida de actuación, es parte de una cultura: la de gerencia del valor, que es una forma para que todos los que toman decisiones en una empresa se coloquen en una posición que permita delinear estrategias y objetivos encaminados fundamentalmente a la creación de valor.

¹⁸³ Por ejemplo: el tiempo que toma un trabajador para realizar una tarea específica, cuántas personas o departamentos atienden una orden de trabajo o solicitud de alguna cosa o persona.

Si a todos los ingresos operacionales se le deducen la totalidad de los gastos operacionales, el valor de los impuestos y el costo de oportunidad del capital, se obtiene el valor agregado. Por lo tanto, en esta medida se considera la productividad de todos los factores utilizados para desarrollar la actividad empresarial.

En otras palabras, el valor agregado es el resultado obtenido una vez que se han cubierto todos los gastos y satisfecho una rentabilidad mínima esperada por parte de los accionistas.

El valor económico agregado o utilidad económica se fundamenta en que los recursos empleados por una empresa deben producir una rentabilidad superior a su costo, caso contrario, es mejor trasladar los bienes utilizados a otra actividad.

Lo anterior obliga a un análisis más profundo que el desarrollado por los indicadores tradicionales de crecimiento en ingresos, utilidades y activos como factores de evaluación del desempeño.

Además, obliga a una presentación más clara de los balances para establecer los diferentes recursos, bienes y derechos empleados por cada negocio en su proceso de generación de utilidades y flujo de caja.



La toma de decisiones puede ser influenciada por el tipo de indicadores seleccionados para medir el desempeño.

Las empresas dirigidas hacia el uso de parámetros como la utilidad neta, los diferentes márgenes de ganancias o el crecimiento de las ventas pueden desarrollar un punto de vista miope e ignoran otros elementos de análisis como la racionalización del capital de trabajo o la productividad derivada del uso de la capacidad instalada.

La evaluación de dichas oportunidades solo puede basarse en el uso de indicadores enfocados en el concepto de valor.

3.9.1 Eficiencia productiva

La búsqueda de la eficiencia productiva es deseable en cualquier tipo de organización socioeconómica, en la medida en que es un importante componente del desempeño productivo.

Desde el punto de vista productivo, una organización es eficiente cuando obtiene el máximo producto posible a partir de determinada combinación de insumos, o cuando utiliza el mínimo posible de insumos para obtener una determinada cantidad de producto.

Alcanzar la eficiencia productiva es un objetivo deseable, tanto en el caso de una empresa privada como en el de un servicio público.

La importancia del logro de la eficiencia productiva lleva, por un lado a la necesidad de una metodología que permita estimar el nivel de eficiencia productiva y por otro, a la de un marco teórico que brinde los fundamentos necesarios para explicar el fenómeno de la ineficiencia en las organizaciones.

3.9.2 Metodología para mejoramiento de eficiencia productiva

La estructura actual de la industria eléctrica en el mundo busca el desarrollo de la competencia entre productores y la libre selección para los consumidores.

Los consumidores y productores de acuerdo con las señales económicas que brinda el mercado, evalúan las diferentes alternativas de operación, gestión comercial e inversión, para participar de manera estratégica y consistente con sus aspiraciones económicas y comerciales de corto y largo plazo.

Esto representa un reto para los responsables de la toma de decisiones en ambiente competitivo, ya que se hace necesario el conocimiento, desarrollo e implantación de herramientas de apoyo que modelen los escenarios físicos, comerciales y económicos que conforman los mercados eléctricos.

Se menciona entonces como ejemplo, las características generales de un conjunto de modelos de producción y mercado energético, implementados con la herramienta computacional Mark Os "Energy Market Optimization Systems", la cual mediante modelos y algoritmos de programación matemática, simula sistemas de recursos energéticos, producción eléctrica, transporte de potencia y negociación de compra venta de energía en mercados competitivos.

El objetivo de este software es la de proporcionar una herramienta de análisis en el proceso de toma de decisiones, en la administración de recursos energéticos y eléctricos y en la definición de estrategias y alternativas de inversión y participación comercial en mercados competitivos.

La información respecto a éste modelo publicado en el Internet proporcionada por los desarrolladores del software es presentada en el anexo O.

3.9.3 Alumbrado público

La cantidad de luminarias instaladas para el año 2.003 es de 708.861 con una demanda total de potencia de 127.699 kilovatios. De estos datos proporcionados por el CONELEC, se obtiene que en promedio las luminarias sean de más de 180 vatios cada una.

La variación de carga de parte de las luminarias se la considera casi nula por lo que se puede establecer que para análisis de demanda del sector eléctrico, la contribución de las luminarias es constante de forma anual.

La utilización de las mismas es de un intervalo de 12 horas, comenzando desde las seis treinta de la tarde.

La energía consumida para el año 2.003 a partir de la potencia instalada y asumiendo las doce horas de trabajo de las luminarias,

es de 551.659GWH que corresponde al 4.603% de la energía total entregada al MEM en el mismo intervalo de tiempo.

El número de clientes registrado para alumbrado público es de trescientos cincuenta y tres¹⁸⁴ y costo promedio del kilovatio hora de \$11,76 centavos de dólar.

El alumbrado público es responsabilidad de los municipios y en el país existen 219 municipalidades y la empresa eléctrica Quito es la que mayor cantidad de luminarias instaladas¹⁸⁵ posee abarcando a ocho municipalidades.



Las municipalidades tienen la facultad de fijar mediante ordenanza, la tasa que por alumbrado público deben pagar los beneficiarios de este servicio¹⁸⁶.

En el mejoramiento de la eficiencia del sector de alumbrado público; la selección de un sistema de iluminación es extraordinariamente

¹⁸⁴ Este número de clientes representan a todos los beneficiarios del alumbrado y el costo del servicio es cobrado a todos los usuarios del sector eléctrico. No importa si el beneficio es para las personas que transitan los sitios iluminados o si en un solar existe edificación de más de un nivel sobre la cota cero.

¹⁸⁵ Luminarias instaladas: 167.762 y 27,434MW que corresponde al 21,48% del total

¹⁸⁶ En aplicación de lo que disponen el Art. No. 228 Constitución Política y los Arts. No. 64, numeral 1, y No. 420, literal e), de la Ley Orgánica de Régimen Municipal.

compleja, ya que influyen un conjunto de parámetros de muy distinta índole.

En forma simplificada se puede afirmar que los parámetros se vinculan tanto a requerimientos funcionales¹⁸⁷ como a requerimientos técnicos¹⁸⁸.

Los análisis son distintos si se trata de proyectos nuevos o de optimización de los existentes. En este último caso, debe evaluarse técnica y económicamente la posibilidad de conservar parte de los componentes instalados o reemplazarlos por incompatibilidad técnica con los que se incorporan.

Por otra parte, la selección de las opciones de iluminación depende del tipo de instalación y área de uso.

La alta eficiencia que presentan las lámparas de vapor de sodio de alta presión, su tamaño y el satisfactorio color¹⁸⁹ de la luz, las hace

¹⁸⁷ Exigencias de las tareas que se realizan en el área a iluminar, las respuestas al color, exigencias estéticas y encandilamiento reducido o controlado.

¹⁸⁸ Densidad lumínica, eficiencia (lúmenes/watt), sistemas de control, factor de potencia, vida útil y costo para el ciclo de vida.

¹⁸⁹ No se debe desconocer que este tipo de lámpara produce una luz ligeramente amarilla.

recomendables para reemplazar las lámparas comúnmente utilizadas en el alumbrado público¹⁹⁰.

El costo de inversión, debido a su eficiencia, puede ser menor que la lámpara de mercurio debido a que en ciertas condiciones se requieren menos lámparas.

La eficiencia lumínica de las lámparas de sodio en alta presión, en promedio, es de 100 LUM/WATT mientras que una de mercurio es de 52 LUM/WATT y una mixta 25 LUM/WATT.

La duración media determinada en laboratorio de estas lámparas es de 24.000 horas siendo similar a las de mercurio.



CIB-ESPOL

3.9.4 Recaudación de facturas

La modernidad, los grandes adelantos tecnológicos y la gestión empresarial de las empresas distribuidoras, en los momentos actuales de globalización de la economía, deben ser cada vez más eficiente pensando en su rentabilidad y crecimiento sostenido, otorgando calidad y garantía de servicio.

¹⁹⁰ Lámparas de vapor de mercurio (descarga), lámparas de luz mixta (descarga y filamento) y lámparas incandescentes (filamento)

Las empresas distribuidoras tienen la misión de brindar un servicio de energía eléctrica de calidad a satisfacción del cliente, asegurando la rentabilidad e impulsando el desarrollo regional.

La falta de pago de las facturas emitidas es un problema de las empresas eléctricas. Existen varias áreas problemáticas pero la morosidad es una de las más relevantes que tiene un impacto para la gestión empresarial y la colectividad en general.

la morosidad es definida como el monto no cobrado de la facturación total de un mes y se expresa en el índice de morosidad, que es el porcentaje del monto en dinero dejado de cobrar al fin de la cobranza de un mes entre la facturación total del mismo mes¹⁹¹.

La morosidad se descompone en dos índices: el de morosidad propiamente dicho, que es la deuda de los meses anteriores entre la facturación total y el índice de saldos mes, que es el monto no cobrado de la energía que corresponde solo del mes entre la facturación total.

¹⁹¹ Se incluyen saldos de meses anteriores.

La adición de estos dos índices da como resultado la morosidad total. El índice de recaudación es la diferencia de cien por ciento menos el índice de morosidad total.

El retraso del pago de facturas es un problema común que afrontan las empresas distribuidoras de energía eléctrica, el cual está causando pérdidas económicas y falta de liquidez, por lo que se hace necesario determinar las causas que generan la morosidad y las acciones a ser tomadas para eliminar estas causas.

Como hechos que han incidido en la tardanza de pago de facturas se puede comentar que las tarifas anteriormente fueron manejadas políticamente, el cual no reflejaba su costo real y los usuarios se acostumbraron a cancelar valores bajos, por lo que con las actuales tarifas, tienen dificultades para su pago arguyendo que es oneroso.

Un buen porcentaje de clientes no han modificado sus hábitos de consumo, ni están proporcionando el ahorro para utilizar mejor de la energía, motivo por el cual sus consumos son relativamente elevados y consecuentemente también sus facturas, generando dificultades en su pago mensual.



CIB-ESPOL

El alto índice de pobreza de las áreas rurales ha incidido en la imposibilidad de pago y deserción de clientes.

Las principales causas que genera la morosidad son:

- Los medidores inaccesibles y los códigos de ruta mal asignados, que originan errores en la lectura de medidores.
- La falta de control de calidad en todo el proceso de facturación y el inadecuado software, que produce errores y demoras en la emisión de facturas.
- La lenta distribución de facturas que no permite el pago oportuno.
- La falta de centros autorizados de pago y/o su ubicación no adecuada.
- Horario inadecuado de los centros de recaudación.
- Los cortes de energía por falta de pago no son oportunos, permitiendo que el cliente se vuelva moroso.
- Una cantidad de facturas no llegan o no son entregados al domicilio del cliente.

- Falta de publicidad y comunicación al cliente sobre sus obligaciones y plazos de pago.

La gestión comercial debería estar en manos de personal idóneo con lo cual se garantiza una mejora permanente.

La obligación del pago puntual debe ser inculcada en la mente de los usuarios, por lo que se debe llegar a ellos mediante los diferentes medios de comunicación y en forma directa.

El corte de suministro eléctrico es la acción más contundente para exigir el pago al usuario y debe ser oportuno, eficaz y que no exista la posibilidad de reconectarse.

3.9.5 Pérdidas de energía eléctrica

La realidad de las empresas eléctricas en los últimos años ha puesto en evidencia que la poca inversión en los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica conducen a un deterioro de la calidad de servicio que prestan.

La poca inversión es uno de los factores que más ha contribuido al incremento de las pérdidas eléctricas.

Las pérdidas eléctricas innecesarias significan para la empresa:

- Mayor pago por compra y transporte de energía a través del sistema de transmisión.
- Disminución del período de vida útil de la infraestructura eléctrica, obligando esto a realizar fuertes inversiones tanto en renovación como en ampliaciones.
- Aumento de tarifas a los clientes.
- Menores planes de expansión y reposición.

Entre los principales factores que inciden en el aumento de las pérdidas eléctricas en una empresa eléctrica se puede citar:

- El aumento de las tarifas.
- La situación económica de un país en un momento determinado.
- La vulnerabilidad de las redes para el robo de energía.

- La cultura¹⁹² de las personas que tienden al robo de energía, justificada por la falta de medidas que minimicen la vulnerabilidad de las redes, provoca un excesivo porcentaje de pérdidas negras de energía.
- La falta de inversión, de compromisos corporativos y el desorden administrativo por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.
- Los compromisos políticos, los intereses personales, el abuso de poder y el egoísmo de la dirigencia sindical, provocan trabas y desorden en el crecimiento de la empresa y la planificación de los planes de expansión cambiando de esta forma la misión y la visión de la empresa.

Las pérdidas de energía eléctrica originan una serie de consecuencias dentro y fuera del estrato de la empresa.

Las empresas, debido a que las pérdidas tienen una gran incidencia en las diferentes etapas que constituyen el sistema eléctrico de la empresa, sufren de una aceleración del deterioro de las redes e instalaciones, obligando a inversiones para la reparación y

¹⁹² Las personas que observan que alguien roba energía y al ver que la empresa no hace nada, piensan que todos lo pueden hacer.

ampliación de éstas, las cuales no reeditúan por ser sobredimensionadas para satisfacer el incremento de los consumos.

Los consumos no facturados originan pérdidas de ingresos con el posterior incremento de los gastos de venta de energía motivado por el alto nivel de reparaciones de normalización de las redes y por una inadecuada operación de las mismas.

Las empresas están siendo perjudicadas económicamente y los usuarios también son afectados debido que las mismas están en constante desarrollo de programas de reducción de pérdidas y al contar con un limitado poder de inversiones, desajusta las tareas encaminadas al mejoramiento de otros sectores productivos de la empresa en beneficio de los clientes.

La crisis que atraviesa el país en lo social, ha llevado a que el incremento de las pérdidas esté fuertemente relacionado con el empobrecimiento de los usuarios de ingresos medios y bajos.

El bajo poder adquisitivo de las clases sociales media y baja, obligan a éstos a imaginar y poner en práctica recursos para el hurto y robo

de energía eléctrica de las redes de la empresa concesionaria en ese sector.

Los usuarios que sí cumplen con las obligaciones contraídas de pago por sus consumos eléctricos, al ver lo producido a sus alrededores, caen en la misma ruta de evasión generalizándose así las situaciones irregulares.

El robo de energía eléctrica, en lo correspondiente a lo moral y ético, además de producir efectos económicos negativos para la empresa, produce consecuencias en la moral y ética de la población.

Los habitantes de escasos recursos económicos ubicados en las zonas periféricas no tienen justificación al tratar de apropiarse de la energía eléctrica de forma ilícita.

Los usuarios de las zonas residenciales, donde se asume que los habitantes sí poseen recursos disponibles, tienen menos justificación que los habitantes de escasos recursos, por lo que el hurto en este sector se convierte en un acto plenamente punible.

El delito es más injustificado cuando las industrias y sectores comerciales manipulan los medidores de energía. El objetivo que persiguen es el de lucrar, fomentando la competencia desleal que repercute a toda la sociedad.

Los usuarios producen verdaderas agresiones a las instalaciones eléctricas para apoderarse de energía eléctrica y conducen a un pronto deterioro de las instalaciones con serias consecuencias para la seguridad pública¹⁹³.

Las conexiones ilícitas realizadas en las redes secundarias de zonas residenciales periféricas, son realizadas generalmente por los propios residentes¹⁹⁴.

El manejo en las partes sensibles de las instalaciones, como son los elementos de maniobra y protección, transformadores y medidores, produce sobre los mismos un deterioro prematuro y una fuerte

¹⁹³ Las personas se conectan a la red secundaria de distribución por intermedio de conductores sólidos de cobre. Las redes están conformadas por conductores de aluminio y al realizarse el contacto de cobre aluminio, este último por reacción química, comienza a pulverizarse con el pasar del tiempo. Como resultado se tiene el rompimiento del conductor.

¹⁹⁴ Trabajos realizados sin ninguna técnica, con uniones manuales, conductores inadecuados que llevan hasta sus domicilios colgándoles a través de árboles, techos de otras casas, que por su precaria condición son un constante peligro para las personas que transitan o viven ahí.

disminución de las condiciones de seguridad para la operación tanto de personal de la empresa como para los propios infractores.

Los hechos fatales son frecuentes¹⁹⁵, con graves consecuencias en usuarios que manipulan conductores clandestinos o que actúan sobre niveles de tensión media, pretendiendo hacer conexiones sobre las mismas para obtener suministro de energía eléctrica para sus domicilios.

3.9.5.1 Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas representan la energía que se desperdicia durante la transmisión y la distribución como consecuencia de un recalentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los consumidores.

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente; sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

¹⁹⁵ Quemaduras o muerte debido a la electrocución.

Las pérdidas crecen geométricamente con la demanda y directamente proporcionales a la resistencia eléctrica del material que conduce la energía entre los puntos de entrega y recepción de la misma.

Las pérdidas técnicas pueden ser clasificadas en normales y evitables, esto con la finalidad de definir más ampliamente este campo.

Las pérdidas técnicas normales son las que se dan en un sistema eléctrico según la parte y proceso del sistema donde se producen, correspondiendo a las siguientes:

- Por transporte: producidas en las redes y conductores que transportan la energía desde los puntos de entrega hasta los de recepción.
- Por transformación: producida en los transformadores, como suma de las pérdidas eléctricas de vacío y carga de los mismos, las cuales dependen de la calidad técnica y el factor de carga del transformador utilizado en el sistema.

- Por medición: producidas en el equipo de medición, incluidas las dadas en los instrumentos de medición indirecta (transformadores de corriente y de potencial).

Las pérdidas técnicas evitables son las que pueden ser reducidas dando un mejor uso de la ingeniería aplicada en las etapas de diseño del sistema y también dentro de la operación normal del mismo.

Existen pérdidas innecesarias producidas por desbalance de cargas, excesiva longitud de circuitos, niveles de tensión inadecuada, mal dimensionamiento de equipos.

3.9.5.2 Pérdidas negras

Las pérdidas negras representan el resto de las pérdidas de electricidad y son ocasionadas por el hurto o robo de electricidad, errores técnicos y administrativos.

La totalidad de las pérdidas de energía producen situaciones adversas, debido a ellas, las empresas se encuentran

obligadas a comprar energía adicional para satisfacer la demanda aparente, con lo cual se incrementan los costos.

La reducción de las pérdidas no técnicas disminuye el volumen de energía que las distribuidoras deben adquirir para satisfacer la demanda aparente que no puede facturar, e incrementa el volumen de energía eléctrica efectivamente vendida.

La reducción de las pérdidas de electricidad ha sido y continúa siendo una acción prioritaria para las distribuidoras, debido al impacto directo sobre sus ingresos.

Las pérdidas negras se producen por tres maneras diferentes:

- Pérdidas por fraude: provocadas por usuarios que poseen medición pero que a través de acciones ilícitas sobre los aparatos de medición o las conexiones, hacen que no se registren los consumos o que resulten menores a los reales.
- Pérdidas por robo o hurto: corresponden a las provocadas por aquellos ciudadanos que obtienen energía de una

manera ilegal de las redes de distribución y por lo tanto sin medición que registre estos consumos.

- Pérdidas por administración: son aquellas cuyo origen está en la inadecuada gestión comercial administrativa de la empresa. Entre las más comunes se observan:
 1. Errores en la toma de lectura de los consumos de energía eléctrica.
 2. Error en la digitación de la información procedente de los libros de lectura.
 3. Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos.
 4. Inadecuada información como es el caso de clientes nuevos no registrados lo que produce errores y/o demoras en la facturación
 5. Errores y/o retrasos en los registros y censos de luminarias y semáforos, equipos de medición obsoletos, incompletos e inadecuados



6. Error en la facturación de clientes con fallas en el medidor y mayor detalle de información por parte del lector.

El establecimiento de un nivel óptimo de pérdidas para un sistema eléctrico en particular resulta menos fácil hacerlo, debido a que se depende de las características propias de sistema.

En general, de la literatura técnica existente sobre el tema, el porcentaje de pérdidas totales no debería superar del 10% al 13% de la energía entregada a la red.

La situación de las empresas eléctricas en la realidad es muy diferente porque el índice de pérdidas está alrededor del 20% de la energía disponible, llegando algunos casos a niveles superiores.

El porcentaje aceptable para las pérdidas no técnicas es del 3% al 4%, esto sin perjuicio de establecer como óptimo un nivel inferior concordante con lo que la literatura técnica considera deseable.



Las pérdidas deberían ser el resultado de un equilibrio entre los ahorros logrados al reducir las pérdidas y los costos asociados a esa reducción.

El Anexo P presenta los datos de pérdidas de todas las empresas distribuidoras de Ecuador en el primer semestre del año 2.004

3.10 Inversión en el sector eléctrico

La LRSE indica que se puede mejorar las empresas eléctricas ya sea por asociación con algún o algunos socios estratégicos o en su defecto ceder el poder al vender hasta el 51% del paquete accionario.

La inversión de capitales frescos, nacionales o extranjeros, debe ser atraída procurando tener un entorno adecuado que asegure la tranquilidad de los inversionistas como son:

Las condiciones generales para la realización de un proceso de inversión sostenido son las siguientes:

- 1) Apertura comercial y visión competitiva.

- 2) Integración con el sistema financiero global.
- 3) Flexibilidad de los mercados laborales.
- 4) Estabilidad macroeconómica.
- 5) Reformas estructurales que afiancen la capacidad de asignación de los recursos del mercado.
- 6) Intervención eficiente del gobierno donde fallen los mecanismos del mercado.
- 7) Libertad financiera con fuerte supervisión de las instituciones.
- 8) Certidumbre jurídica.
- 9) Educación.

Los aspectos desfavorables en las condiciones específicas que afectan la inversión en el sector deben ser evitados, como son:

- 1) Ausencia de señales robustas de largo plazo.
- 2) Mercado pequeño de contratos¹⁹⁶.
- 3) Lenta convergencia de precios al sendero de expansión.

¹⁹⁶ Actualmente se manejan contratos de alrededor del 15% de la demanda.

- 4) Muy baja rentabilidad.
- 5) Carencia de instrumentos de cobertura financiera.

La inversión en Ecuador es mínima debido a aspectos que corresponden a hechos que retrasan el desarrollo del mismo país.

Las situaciones inverosímiles suceden y la realidad puede resultar amarga al constatar que todo un panorama oscuro existe en los manejos¹⁹⁷ del poder Ecuatoriano.

Los problemas de comunicación entre entes ministeriales y el poder ejecutivo dan como resultado la demora¹⁹⁸ de acciones en beneficio del conglomerado.

Los retardos en los pagos, por parte del Gobierno, derivan en un ambiente de malestar para los inversionistas¹⁹⁹. Lo anterior es un freno

¹⁹⁷ La injerencia política como detonante en el aumento de las pérdidas negras y la falta de seguridad jurídica al darse intrusión en las liquidaciones de generación realizando preferencias de pagos, ejemplo: dos facturas a pagar de generación, a una se le cancela el 70% y a la otra el 12% siendo la segunda de mayor valor a cancelar.

¹⁹⁸ Retardo en el despacho de combustible para generación eléctrica debido a la mala comunicación entre el Ministerio de Economía y PETROCOMERCIAL.

¹⁹⁹ Hasta noviembre del 2.004 se le adeudaba a la empresa MACHALA POWER LTD (de capitales extranjeros) la suma aproximada de 22 millones de dólares por concepto de inyectar energía eléctrica al sistema nacional interconectado y con el agravante de que la empresa se encontraba en proceso de incrementar la potencia instalada al explorar y explotar nuevos pozos de gas natural en el Golfo de Guayaquil.

a toda iniciativa por parte de capitales privados en desear invertir en el sector eléctrico.

Los grandes proyectos, como la construcción de una central hidroeléctrica, son de inversión alta y la recuperación del capital invertido es en un período de entre veinte a cincuenta años.

El establecimiento de reglas claras de negociación y la prestación de todas las garantías del caso son mecanismos necesarios para atraer capitales frescos.

3.10.1 Comportamiento de sistemas de potencia

La forma en que se comporta el sistema eléctrico ecuatoriano determina que tan confiable es y cuán atractivo para atraer capitales frescos en el negocio eléctrico.

La obtención de una confiabilidad alta partiendo de una potencia instalada mayor a la demanda máxima registrada²⁰⁰ es imprescindible.



CIB-ESPOL

²⁰⁰ Potencia eléctrica instalada y disponible capaz de satisfacer la demanda e imprevistos al poseer capacidad de reserva adicional.

Los imprevistos son posibles y pueden ocurrir cuando menos se lo desea²⁰¹ por lo que, se debe realizar la diferenciación entre la potencia disponible programada y la potencia disponible real.

La realización y posesión de estudios²⁰² de parte de TRANSELECTRIC es con la finalidad de no sobrecargar los circuitos o llegar al límite térmico de los conductores y en las subestaciones controlar la carga de los transformadores.

La realización de estos estudios, en base a históricos reales y con la proyección de esos resultados en el tiempo, permite definir un plan de trabajo cuyo objetivo final es mantener una aceptable calidad del servicio.

Las señales requeridas para cumplir con el objetivo de tener un nivel determinado de confiabilidad en el largo plazo²⁰³ deberían provenir del mismo mercado, sin la necesidad de mecanismos centralizados que brinden un nivel de ingresos determinado, justo y conveniente a los agentes generadores.

²⁰¹ Un ejemplo típico es cuando una planta térmica entra en período de mantenimiento por equis tiempo, y al cumplirse el plazo, la generadora no se encuentra operativa por lo que esa potencia y energía quedan fuera de la programación y se debe hacer uso de la reserva con la finalidad de no llegar a desestabilizar el sistema.

²⁰² Estudios de flujo de potencia en función de la demanda y la ubicación de las centrales de generación.

²⁰³ Esto en un mercado de energía desregulado en el cual desaparece el Estado como planificador y ejecutor central.

La electricidad como bien, tiene las siguientes características especiales que la alejan de ser un mercado ideal:

- Limitada capacidad de almacenamiento en los embalses.
- Imposibilidad económica de almacenar energía como bien terminado.
- Demanda inelástica en el corto plazo.
- Calificación de bien público.
- Los inversionistas no tienen posición neutral ante el riesgo²⁰⁴.

3.10.2 Estabilidad política

Las comunidades indígenas, blancos descendientes de españoles, mestizos y negros provenientes de África conviven o están entremezcladas por lo que Ecuador es un microcosmos de las diferentes culturas de América Latina.

²⁰⁴ Inseguridad e incertidumbre de indicadores de mercado.

Ecuador es tradicionalmente un país agrario y la economía ecuatoriana cambió radicalmente tras los descubrimientos de los primeros yacimientos de petróleo en la década de los sesenta.

La promulgación de una ley de desarrollo industrial originó un rápido crecimiento y trajo progreso en las áreas de la salud, educación y vivienda.

La presencia de dinero extra generado por ese crecimiento produjo impacto negativo reflejado en la inflación y el aumento de las importaciones con el consecuente incremento de la deuda externa.

El crecimiento económico que empezó a experimentar el país no favoreció a todos los sectores de la sociedad.

La tradicional élite descendiente de españoles siempre estuvo privilegiada y muy por arriba de los pueblos indígenas, quienes forman parte de más del 80% de los ecuatorianos que viven en la pobreza²⁰⁵.

²⁰⁵ Apreciación de parte del Dr. Ramiro Larrea Santos miembro de la Comisión de Control Cívico de la Corrupción.

Un porcentaje alto de pobreza indica un bajo nivel cultural, casi nula educación, establecimiento de escenarios de violencia, falta de criterios al escoger en las urnas a políticos no probos, indiferencia al quehacer diario de quienes administran el poder, etc. Situación aprovechada por quienes lucran de los más necesitados y desfavorecidos del país.

Actualmente, los problemas de los tres poderes del Estado, las decisiones desacertadas e inoportunas de parte del Ejecutivo, las confrontaciones y falta de acuerdos en el Congreso Nacional, la no designación de Contralor General del Estado, la acefalía en el cargo de Fiscal General, la conformación de una corte suprema de justicia al margen de la Constitución Política, la volatilidad en los criterios del gobierno, la expedición de decreto ejecutivo y derogatoria del mismo, los repartos políticos en el Tribunal Supremo Electoral, las amenazas y atentados contra personas y bienes, el incremento de la delincuencia, la persecución política, la falta de justicia; todo esto como simples ejemplos de cómo se encuentra el país. Situaciones que a nivel internacional son calificadas como de alto riesgo para la inversión.

3.10.2.1 Llegada del Dólar, salida del Sucre

Al final del siglo XX una combinación de factores, incluyendo la caída de los precios del petróleo y el daño de los oleoductos por el fenómeno climatológico de El Niño, llevó a la economía a la recesión.

El índice inflacionario ecuatoriano llegó a ser el más alto de la región. La situación política también se fue deteriorando hasta que a comienzos del año 2.000 una coalición de grupos indígenas y altos oficiales de las Fuerzas Armadas derrocaron al entonces presidente Jamil Mahuad.

La presidencia fue asumida por su vicepresidente, Dr. Gustavo Noboa, ex profesor de derecho y rector de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

El Dr. Noboa prometió restablecer la estabilidad de la economía con la aplicación de medidas para sacar al país de la recesión. La disposición más controvertida ha sido la dolarización.



CIB-ESPOL

El 9 de enero de 2.000 se anunció que la divisa estadounidense reemplazaría al sucre. Nueve meses más tarde, la última moneda local dejó de circular y el Banco Central del Ecuador terminó de emitir moneda.

Esfuerzos adicionales para estabilizar la economía, tales como medidas de austeridad y privatizaciones inspiradas por el Fondo Monetario Internacional, generaron protestas, sobre todo dentro del sector indígena, que no pudo soportar el aumento del 100% de los precios de los combustibles y de las tarifas del transporte público.

3.10.2.2 Migración

El exilio de los habitantes es un asunto de doble filo. La Dirección Nacional de Migración indicó que en promedio 350 ecuatorianos abandonaban el país cada día para no volver.

Más de dos millones de ciudadanos han migrado el país en la última década. El otro lado de la moneda es el dinero enviado por los exiliados a sus familiares.

Las remesas en el año 2.001 constituyeron el segundo ingreso del país después de las ganancias petroleras según el Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales con sede en Quito.

3.10.2.3 Corrupción

El índice de percepción de la corrupción elaborado este año por Transparencia Internacional establece que Ecuador ocupa el rango 112 en el contexto mundial superado por Argentina, Nicaragua, Vietnam (ver Anexo Q).

La Comisión de Control Cívico de la Corrupción informó que este flagelo le cuesta al país \$ 2.000 millones de dólares por año.

La Universidad de Vanderbilt presenta²⁰⁶ resultados en los cuales podemos apreciar a qué nivel de situaciones no deseadas ha llegado al país.

El nivel de corrupción de Ecuador es del 79%, estimación alta comparada con otros países latinoamericanos.

Éste indicador demuestra lo endeble de la sociedad ecuatoriana y da cierta idea del distanciamiento de inversionistas, debido al alto riesgo de no poder ejercer sus propósitos en el país apegado a derecho y con las garantías suficientes y necesarias de no ser extorsionado o involucrado en situaciones no contempladas en la programación de un proyecto a ser realizado²⁰⁷.

En la siguiente figura se aprecia la comparación de la corrupción del Ecuador con respecto a otros países.

²⁰⁶ Universidad de Vanderbilt, Tennessee USA. "El Proyecto de Opinión Pública de América Latina". Capítulo VI Corrupción y Democracia.

²⁰⁷ Situaciones como cohecho, retraso de pago de facturas, trabas burocráticas, privilegios, etc.



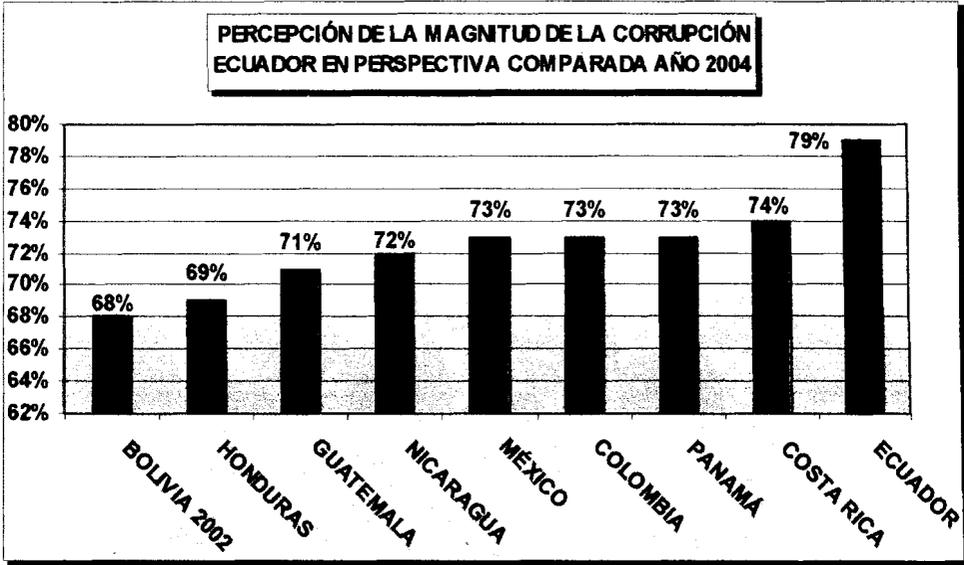


Figura 3.11 Nivel de corrupción del Ecuador vs. Países latinoamericanos AÑO 2004

La reducción de la corrupción no se ha podido realizar, por el contrario para el año 2.004 se incrementó en cuatro puntos porcentuales con respecto al año 2.001.

Esto demuestra que se mantienen presentes las acciones corruptas en las actividades diarias que se realizan en el país.

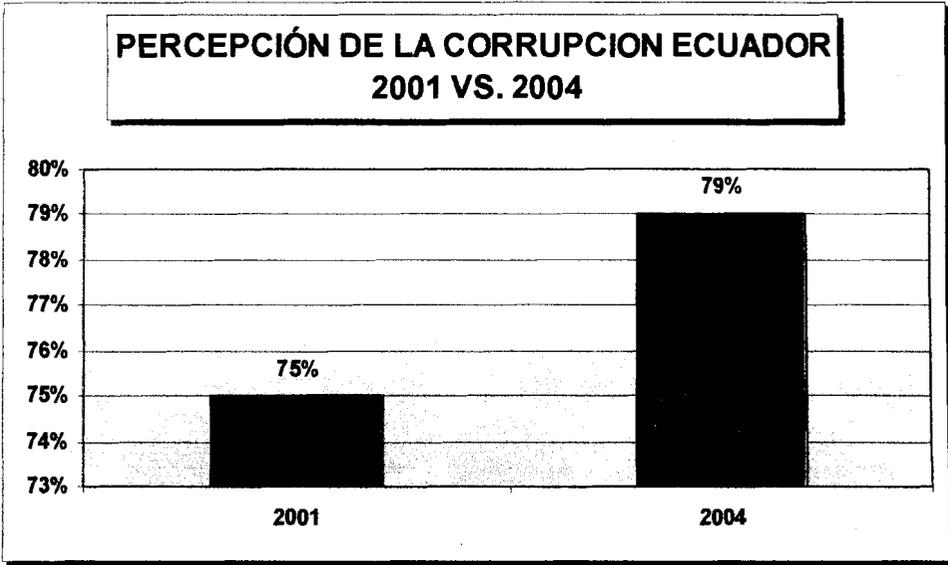


Figura 3.12 Corrupción en Ecuador año 2001 vs. 2004

Los sitios más afectados por la corrupción son los presentados en la figura siguiente y se puede apreciar que en lo referente a las empresas eléctricas²⁰⁸, se estima un 9% de corrupción, dos puntos por encima del obtenido para el año 2.001

²⁰⁸ En lo referente a las empresas distribuidoras podemos mencionar como ejemplos de corrupción cuando el gerente solicita y/o recibe dinero en efectivo de entre el 10% al 25% del valor de los contratos a ser concedidos; en la adquisición de materiales y equipos; viáticos injustificados otorgados y no utilizados correctamente; estímulo para agilizar trámites, etc.



Figura 3.13 Sitios afectados por la corrupción año 2.001 vs. 2.004

3.11 Privatización del sector eléctrico



CIB-ESPOL

El término privatización está relacionado con la sustitución del Estado como propietario o ejecutor directo de algunas actividades.

Algunas posibilidades de procesos que pueden ser tomados como privatización, y que requerirían valorización de la correspondiente empresa, son:

- Transferir la propiedad: Vender el patrimonio estatal convirtiéndolo en capital que se invierte en infraestructura para otro servicio o se gasta en funcionamiento. Estos nuevos recursos también se podrían canalizar para pagar deuda.

- Transferir el control directo de la operación: Ceder la administración de los activos y la prestación del servicio respectivo a una empresa privada. Esta posibilidad, denominada concesión, admite muchas posibilidades de remuneración al Estado.
- Implantar criterios típicos de la administración privada: Conservando la propiedad se busca implementar en la gestión metodologías como la contabilidad de costos, estímulos a la productividad, evaluaciones costo beneficio, criterios de rentabilidad financiera.
- Asociación con capital privado: Para superar crisis financieras (cambiar acreedores por socios) o para buscar el mejoramiento de la eficiencia, existe la posibilidad de compartir la propiedad del patrimonio vinculado a la prestación de un servicio.

El Dr. Gustavo Noboa durante su presidencia obtuvo como resultado que el programa de privatizaciones tuvo un avance prácticamente nulo.

El proceso se vio afectado por la presencia del escaso interés suscitado hacia las empresas de servicios del Estado entre los operadores

extranjeros, la movilización en contra de los colectivos laborales afectados y las inconsistencias legales del proceso en sí.

La privatización de las 17 compañías autónomas de distribución salidas de la fragmentación del extinto Instituto Nacional de Electricidad se imposibilitó por las impugnaciones desde diversas instancias contra el procedimiento definido por el Gobierno.

El abogado Ricardo Noboa Bejarano quien comandó desde el Consejo de Modernización del Estado escribió²⁰⁹ que Ecuador es el país de los desencuentros.

Lo que quiere la izquierda, no lo quiere la derecha; lo que quieren los costeños, no lo quieren los serranos; lo que quieren los civiles, no lo quieren los militares; lo que quieren los profesores, no lo quieren los estudiantes; lo que quieren los sindicalistas, no lo quieren los empresarios; lo que quieren los indios, no lo quieren los mestizos; lo que quieren los políticos no lo quieren los ciudadanos. Y viceversa ¡Y con qué violencia se ejerce la viceversa!

²⁰⁹ Abg. Ricardo Noboa autor del libro "El país del ¡NO!"

Verdad escalofriante de un proceso de modernización del estado frustrado por intereses de diversas índoles.

Lo que provoca la disgregación de la esperanza de un futuro prometedor y la disolución de todo proceso de mejorar es que Ecuador todavía está sostenido por manos que a la vez que tratan de sostenerlo, quieren moverlo al sitio de preferencia particular.

La lectura de un contrato colectivo de alguna empresa eléctrica sirve como ejemplo para fijarse en las conquistas laborables e investigar que tan realistas y sociales son²¹⁰.

La libertad de las personas que intervienen en el círculo de las empresas eléctricas se ve amenazada por la presencia del ideal de ser eficientes y competitivos debido a que muchas situaciones desaparecerían ante las decisiones acertadas y precisas de un nuevo poder y control.



CIB-ESPOL

²¹⁰ Resulta descabellado por ejemplo: que un trabajador reciba cinco uniformes completos (entiéndase por completo a toda la vestimenta, camisa, chompas, pantalón, zapatos) en el año y que el trabajador proceda a regalarlo o venderlo provocando así una fuga de recursos de la empresa. Recibir bono económico por cada día feriado del calendario, estabilidad de seis a ocho años, préstamos de siete a catorce sueldos sin importar la liquidez de la empresa.

CAPÍTULO IV

TARIFA ELÉCTRICA

“El dinero es algo muy singular. Le da al hombre tanta alegría como el amor y tanta angustia como la muerte²¹¹”

El objetivo principal de la tarifa eléctrica es el de recuperar mediante los ingresos el monto necesario para el funcionamiento de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Lo más racional es que éste ingreso debe cubrir todos los costos para la prestación del servicio²¹² más un porcentaje de utilidad, que siendo el objetivo fundamental de la inversión, le permita un crecimiento adecuado.

²¹¹ John Kenneth Galbraith. Nació en Iona Station, Ontario, Canadá, en 1908. Se graduó en agricultura en la Universidad de Toronto y estudió en Berkeley. Ha sido profesor de economía en las universidades de California, Princeton, Cambridge, Bristol y Harvard. Ha desempeñado cargos públicos desde la época de la segunda guerra mundial, bajo el mandato de Franklin D. Roosevelt, y fue nombrado por John F. Kennedy embajador de los Estados Unidos en la India. Entre sus libros destacan El capitalismo americano (Ariel, 1956), La sociedad opulenta (Ariel, 1960), El crac del 29 (Seix Barral, 1968; Ariel, 1976), El nuevo estado industrial (Ariel, 1967), Naciones ricas, naciones pobres (Ariel, 1986), Historia de la economía (Ariel, 1989), Breve historia de la euforia financiera (Ariel, 1991) y La cultura de la satisfacción (Ariel, 1992), El profesor de Harvard (Seix Barral, 1991).

²¹² Operación, mantenimiento, depreciación, gastos administrativos, gastos institucionales, etc.

4.1 Clases sociales del Ecuador

Las clases sociales, como clasificación de los diferentes estratos socioeconómicos de la población, están basadas de diversas formas y lo importante es que nos da a entender la susceptibilidad que presentan ciertos comportamientos sociales, como los hábitos de consumo, ciertas actitudes o determinadas costumbres.

La economía de un país puede ser definida como pobre cuando éste es poco desarrollado²¹³.

La pobreza²¹⁴ absoluta es la experimentada por aquellas personas que no disponen de los alimentos necesarios para mantenerse sanos; las personas que no pueden acceder a una educación o a servicios médicos deben ser considerados en situación de pobreza, aunque dispongan de alimentos.

²¹³ Siendo optimistas, a pesar de que la economía crezca y genere riquezas, un alto porcentaje de la población es conducida posiblemente a la miseria.

²¹⁴ Es una circunstancia económica en la que una persona carece de los ingresos suficientes para acceder a los niveles mínimos de servicios básicos como electricidad, atención médica, alimentos, vivienda, ropa y educación.

La falta de oportunidades educativas es otra fuente de pobreza, ya que una formación insuficiente conlleva menos oportunidades de empleo²¹⁵.

El intervalo de tiempo comprendido entre el año 1.995 y 2.000, Ecuador experimentó²¹⁶ el empobrecimiento²¹⁷ más precipitado en la historia de América Latina dando como resultado el masivo desempleo y subempleo; la caída de los ingresos; la reducción de las inversiones sociales²¹⁸.

De lo anterior, se asume entonces que un porcentaje alto de la población se la podría clasificar en el estrato socioeconómico de media baja²¹⁹ de lo cual un 60% está por debajo de la línea de la pobreza.

El Estado colabora en mantener el *status quo* al continuar con el bajo porcentaje de inversión social y por el contrario, destinar mayores recursos al pago de la deuda económica del país.

²¹⁵ Gran parte de la pobreza en el mundo se debe a un bajo nivel de desarrollo educativo. El desempleo generalizado puede crear pobreza incluso en los países más desarrollados.

²¹⁶ Criterio expuesto por el señor Alberto Acosta. Ecuatoriano, economista de la Universidad de Colonia, Alemania, profesor universitario, consultor internacional y del Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales (organismo internacional que pertenece a la fundación Friedrich Ebert en Ecuador). Asesor de organizaciones indígenas y sociales.

²¹⁷ La cantidad de pobres aumentó de 3,9 a 9,1 millones, en términos porcentuales de 34% al 71%; la pobreza extrema duplicó su número de 2,1 a 4,5 millones, la variación fue del 12% al 31%. Se registró un deterioro acelerado de los índices de bienestar. El ingreso por habitante del Ecuador alcanza apenas un 43% del promedio latinoamericano.

²¹⁸ Salud, educación, desarrollo comunitario, vivienda; la creciente inseguridad ciudadana; el deterioro de la calidad de vida; y, el incremento de falta de confianza en el país.

²¹⁹ Esto es debido al bajo ingreso económico familiar.

TABLA XVI
INVERSIÓN SOCIAL Y SERVICIO DE LA DEUDA EN RELACIÓN AL
PIB EN PORCENTAJE

Año	PIB millones de dólares	Inversión social	Servicio de la deuda
1.991	\$ 11.596	4,42%	5,20%
1.992	\$ 12.311	1,63%	5,30%
1.993	\$ 13.799	2,53%	3,90%
1.994	\$ 16.636	2,45%	4,62%
1.995	\$ 18.026	1,34%	10,02%
1.996	\$ 19.117	1,98%	8,53%
1.997	\$ 19.844	1,45%	12,06%
1.998	\$ 19.882	1,17%	8,73%
1.999	\$ 13.871	1,37%	12,89%
2.000	\$ 13.601	2,23%	12,35%
2.001	\$ 17.981	3,36%	9,48%

Fuente: Alberto Acosta "Deuda externa y migración, una relación incestuosa" 2002



CIB-ESPOL

4.2 Estándar de vida de la población ecuatoriana

La cultura de la población ecuatoriana en materia económica posee la tendencia de ir al consumismo.

El ecuatoriano²²⁰, mas allá de los bajos ingresos que percibe, gusta de adquirir artefactos eléctricos a medida que los almacenes ofertan nuevas

²²⁰ Principalmente a los pobladores de la costa

líneas de productos. Como consecuencia, el consumo eléctrico en los hogares tiende a incrementarse.

El desenfreno juvenil de los actuales días ante la falta de valores éticos, morales y cultura sexual, es el detonante del incremento poblacional, obteniéndose el movimiento de masas en busca de sitios²²¹ donde vivir y esto deriva en la necesidad darles servicios básicos sin ningún tipo de planificación.

El sector eléctrico se ve afectado porque estas personas ante la falta de redes de abastecimiento de energía, proceden de forma ilícita y clandestina a instalar²²² conductores y conectarse de la red eléctrica más cercana ocasionando robo de energía y sobrecarga del circuito.

Las trabas en los procesos de realización de trámites, el sigilo aplicado a los asuntos burocráticos, hacen que los usuarios tiendan a satisfacer sus necesidades por medios rápidos y fuera de lo legal.

Ejemplo de lo anterior es cuando un cliente nuevo desea regularizar su situación y se acerca a la empresa distribuidora que le abastece de

²²¹ Estos sitios por lo general son las invasiones que en las ciudades se conoce con el nombre de cinturón de miseria.

²²² Trabajos realizados en forma antitécnica que en ocasiones producen desenergización y/o daños del circuito y/o personas electrocutadas.

energía eléctrica y solicita la instalación de medidor eléctrico y su respectiva acometida eléctrica.

La respuesta de parte de la empresa en lo general es de manifestarle al cliente la no existencia de medidores disponibles por lo que se establece un consumo promedio a ser facturado²²³.

La demora en la instalación de un servicio nuevo o en la reconexión del mismo, en ocasiones, provoca la desesperación del cliente que necesita del servicio y por lo tanto opta por tenerlo utilizando vías alternas.

4.3 Rentabilidad de las empresas eléctricas



CIB-ESPOL

La búsqueda de todo negocio es el de alcanzar utilidades y las empresas eléctricas no son la excepción.

La capacidad de generar ganancias es un factor determinante en el análisis de la calidad crediticia para las empresas privadas de servicio público.

²²³ Cálculo realizado en base a los equipos eléctricos presentes en el sitio del usuario durante la inspección realizada por miembros de la empresa distribuidora. Esta situación es probable que se vea afectada de acuerdo previo, perjudicando los intereses de la empresa.

Una compañía que genera utilidades tiene mejor facilidad para autofinanciarse, para captar fondos externos y enfrentar adversidades en los negocios, por lo tanto la rentabilidad determina el valor de la empresa.

La información financiera de todas las empresas eléctricas de Ecuador no se encuentran totalmente disponible al público en general, por lo que resulta menos fácil el acceso, por lo que a continuación se mencionan ciertos ejemplos que nos da la base de cómo están operando el resto.

El índice de rentabilidad sobre la inversión²²⁴ de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) es negativo, esto indica que cada año que transcurre, al final del ejercicio fiscal el déficit económico se encuentra presente en el balance final.

A continuación, en la figura se puede apreciar la evolución de éste índice en función del tiempo.

²²⁴ Este índice mide la rentabilidad de activo fijo neto más el monto de capital circulante.

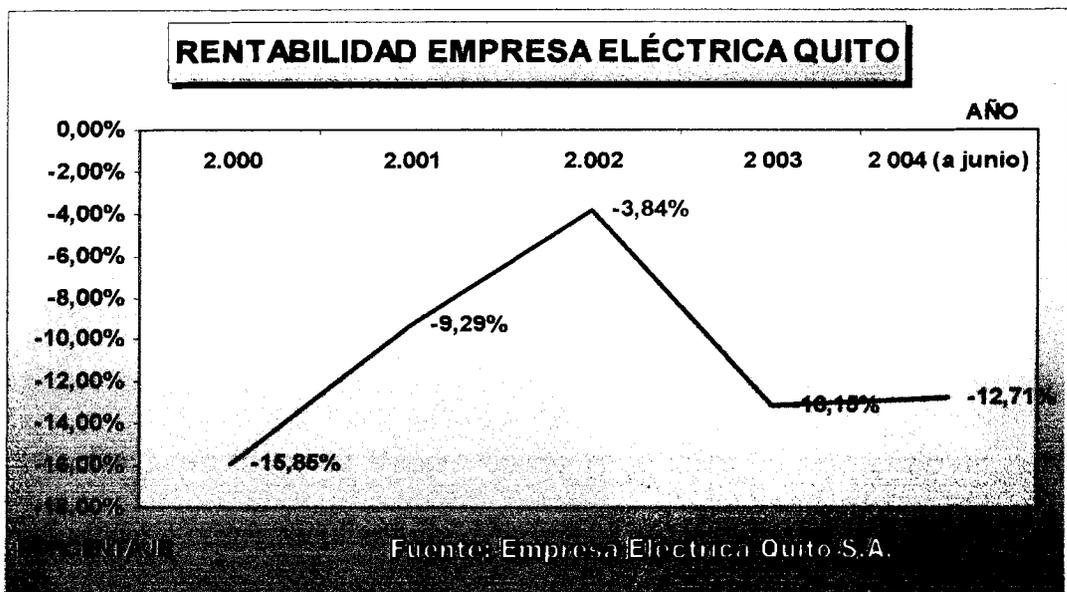


Figura 4.1 Rentabilidad sobre la inversión Empresa Eléctrica Quito S.A.

Desde el año 2.000 hasta el 2.002, el índice disminuye y obtuvo el mejor valor, esto se explica porque la economía ecuatoriana fue dolarizada y se experimenta una reducción de todos los parámetros que intervienen en el manejo económico²²⁵.

A partir de esa fecha el índice vuelve a ubicarse en valores por encima del menos 10%, esto indica que como resultado de la estabilidad macroeconómica del país, la demanda de energía creció en función del tiempo y a su vez las pérdidas comerciales se incrementaron.

²²⁵ Por ejemplo disminución de los procesos productivos del país, reducción en la demanda de energía eléctrica.

El índice de rentabilidad del año 2.002 en la Empresa Eléctrica Guayas Los Ríos EMELGUR, sobre la energía facturada, fue del menos 51% y una rentabilidad patrimonial del menos 62%. Esto indica que es una situación más severa que el caso anteriormente presentado. Definitivamente EMELGUR labora a pérdida.

La Empresa Eléctrica Milagro desde hace años ha mantenido un déficit financiero como resultado del alto índice de pérdidas comerciales²²⁶ y por el diferencial tarifario²²⁷.

El balance presentado en el año 2.002 muestra un déficit financiero de \$6.271.533,99 de dólares, monto que es un 30% inferior al registrado en el año 2.001 que fue de \$8.946.194,18 y que demuestra también que se labora a pérdida.

La comprensión del por qué de esta situación de la Empresa Eléctrica Milagro se la presenta en el Anexo R que trata sobre el balance de energía del año 2.002.

Las pérdidas de energía alcanzaron el valor más alto en el mes de diciembre y la diferencia con la energía facturada es pequeña²²⁸. Esto

²²⁶ Alto índice de robo de energía eléctrica en los sectores residencial, comercial e industrial.

²²⁷ Valor resultante de la compra venta de energía eléctrica.



refleja la forma en que se conduce la empresa y cuán efectiva son las medidas aplicadas para frenar el uso indebido no registrado de la energía eléctrica.

De los tres ejemplos anteriores y en base a los niveles de pérdidas comerciales del resto de empresas eléctricas, se podría decir que el estado financiero de las mismas no muestran rentabilidad y su manejo de forma anual conduce al incremento del déficit que poseen, quedando solamente como medio de solución que el Estado intervenga y asuma los montos negativos generados.

La aplicación del artículo 198 de la Ley de Compañías²²⁹ es prácticamente inevitable en algunas empresas eléctricas, debido a que el monto de las pérdidas supera al total del patrimonio.

²²⁸ Es conocido que en el mes de diciembre se incrementa el uso de energía debido a la instalación de adornos navideños, comienzo de la etapa invernal y el intento de los usuarios a mejorar sus escuálidos presupuestos reduciendo el valor de la planilla eléctrica por cualquier medio.

²²⁹ Cuando las pérdidas alcancen al cincuenta por ciento o más del capital suscrito y el total de las reservas, la compañía se pondrá necesariamente en liquidación, si los accionistas no proceden a reintegrarlo o a limitar el fondo social al capital existente, siempre que éste baste para conseguir el objeto de la compañía.

TABLA XVII
DISTRIBUIDORAS DE LA COSTA, TOTAL DE PATRIMONIO VS. PÉRDIDAS

BALANCE Y ESTADO DE RESULTADOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS				
AÑO 2002	TOTAL PATRIMONIO	PÉRDIDAS (ESTADOS DE RESULTADOS)	PÉRDIDAS ENERGÍA (MWH)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA (\$)
EMELGUR	\$ 32.883.630,38	\$ 20.359.114,56	\$ 280.724,30	\$ 25.265.186,61
EMELMANABI	\$ 69.476.881,00	\$ 11.600.000,00	\$ 234.484,72	\$ 21.103.624,41
EMELORO	\$ 5.168.878,74	\$ 8.150.979,94	\$ 112.631,69	\$ 10.136.852,45
ESMERALDAS	\$ 18.234.246,00	\$ 3.400.000,00	\$ 78.672,86	\$ 7.080.557,25
LOS RÍOS	\$ 8.209.496,12	\$ 1.587.915,47	\$ 56.862,63	\$ 5.117.636,65
MILAGRO	\$ 11.133.408,38	\$ 6.271.533,99	\$ 139.750,37	\$ 12.577.533,53
STA. ELENA	\$ 26.277.228,00	\$ 5.915.249,00	\$ 69.645,82	\$ 6.268.123,55

Fuente: Revista informativa del CRIEEL, marzo de 2.005



CIB-ESPOL

De las empresas eléctricas de la costa²³⁰, EMELORO tiene ya perdido su patrimonio y debería haber entrado en liquidación a no ser que los accionistas y principalmente el Estado por intermedio del Fondo de Solidaridad hayan remediado la situación.

Las restantes empresas de la costa se encuentran al borde de la liquidación de seguirse manteniendo índices de rentabilidad negativo.

Cuando clientes regulados pasan a ser calificados como gran consumidor afectan de forma directa a la empresa distribuidoras. Esto quiere decir, la

²³⁰ Se presenta solamente las empresas distribuidoras de la costa porque ellas contribuyen con el 71% de las pérdidas totales de energía que equivale aproximadamente las dos terceras partes. Aseveración vertida por el Ing. Carlos Ramírez González, ex presidente del CRIEEL en publicación de marzo 2.005 de la revista informativa del CRIEEL.

empresa pierde de cobrar valores significativos por consumo de energía y la concentración de la demanda junto con la facturación dejan de ser puntuales

4.4 Estímulo al sector social

Existen dos formas directas de estimular a los usuarios del sector eléctrico: reduciendo el precio del consumo eléctrico y manteniendo²³¹ a largo plazo el precio.

La aplicación de estímulos tiene impacto directo en la economía de un país porque genera confianza e incrementa el consumo promedio de energía.

El procedimiento indirecto es la disminución o eliminación de los cargos impuestos en la planilla final, valores que no corresponden al consumo de energía.

²³¹ Situación útil cuando el precio está acorde con la realidad, pero si éste es un valor muy por encima de lo real e ideal, el resultado de esta propuesta va en desmedro de la economía popular y provoca una implosión del sector eléctrico que en función del tiempo no queda otra solución que la intervención del Estado para corregir problemas principalmente de orden financiero.

En todo caso, la aplicación de cualquier forma de estímulo al usuario, conlleva por lo general, conflicto de intereses²³² que pondrían férrea oposición a la aplicación de ésta iniciativa.

El M. I. Municipio de la ciudad de Guayaquil establece actualmente una tasa del 12% sobre la energía consumida en un mes por concepto de recolección de basura y declara²³³ que se ha obtenido un excedente²³⁴ a favor del Cabildo el monto de un millón de dólares al año, por lo que el Burgomaestre realiza acciones para reinvertir la utilidad en la población.

4.5 Subsidio eléctrico

Se origina el subsidio económico debido a la diferencia entre el valor fijado en los pliegos tarifarios aprobados por el CONELEC y el valor real que este organismo autoriza como cobro al consumidor.

²³² Es bien conocido que por medio de la planilla eléctrica se benefician instituciones ajenas al sector eléctrico. Esto es porque los usuarios se acercan a cancelar sus valores adeudados ya que necesitan del servicio eléctrico. Situación que no se repite para el pago de otros servicios.

²³³ Noticia pública realizada por el Alcalde Abg. Jaime Nebot en el primer trimestre del 2.005

²³⁴ Utilidad que espera devolver a trescientas mil familias que consumen hasta 400KWH/MES

El esquema tarifario vigente establece subsidios cruzados²³⁵ y estos desmedran el desarrollo y afectan el progreso en la competitividad de los países.

El Estado con el objetivo de mantener y estabilizar el sector eléctrico, procura subsidiar las deudas que mantienen las empresas distribuidoras por concepto de compra de energía.

Para este propósito se calculó²³⁶ que el monto requerido en el año 2.005 sería de ochenta millones de dólares muy por debajo de la cifra de ciento veinte millones que en realidad se necesitaría²³⁷. De esta forma a los usuarios no se les factura el precio real y el déficit²³⁸ queda cubierto.

Con la finalidad transparentar el subsidio por parte del Estado, se analiza en el Congreso Nacional el proyecto de Ley Orgánica de Racionalización de Económica²³⁹.



CIB-ESPOL

²³⁵ En cumplimiento de la LRSE los usuarios residenciales de mayor consumo subsidian a los de menor consumo y el sector industrial aporta con un 10% del valor facturado para obras del FERUM.

²³⁶ Valor correspondiente a la diferencia de los valores facturados menos el correspondiente por compra de energía.

²³⁷ Opinión vertida por el Gerente del Banco Central del Ecuador, Sr. Mauricio Pareja.

²³⁸ Déficit que se produce en la escala de generación de energía. Esto es, las diferencias de precios que se establecen de las empresas generadoras a las empresas de transmisión y, de éstas a las empresas comercializadoras o de distribución.

²³⁹ Conocida como Ley "Topo". El Gobierno plantea que, por razones de carácter social y económico, podrán establecerse subsidios a favor de la población más necesitada.

En la reforma eléctrica propuesta se desea establecer que para el cálculo del subsidio se utilizará exclusivamente el volumen de energía que corresponda a la recaudación de las distribuidoras de energía y no a los volúmenes facturados²⁴⁰.

Además, la reforma establece un mecanismo de extinción de obligaciones entre los agentes del sector eléctrico²⁴¹. Esta deuda se pagaría mediante la emisión de bonos del Estado, los que a su vez servirían como fondo de garantía para solventar la generación eficiente.

4.6 Optimización del sector eléctrico

El plan maestro de electrificación o plan nacional de electrificación es elaborado por el CONELEC en cumplimiento del artículo 13 de la LRSE. En éste documento se establecen las proyecciones de todos los parámetros que intervienen en el sector eléctrico y se emiten las medidas a ser tomadas en función del tiempo para mantener en condiciones óptimas el sistema eléctrico.

²⁴⁰ El Estado no desea honrar la deuda pagando la energía perdida por malos manejos, robos o problemas técnicos.

²⁴¹ Valores que se han acumulado desde abril de 1.999 hasta diciembre 31 de 2.004 originados por el déficit tarifario.

El CONELEC ha estimado que el crecimiento de la demanda de energía es del 6% anual, por lo que se ejecutan planes inmediatos²⁴² para mantener operativo el sistema eléctrico.

El SNT está en constante mantenimiento y TRANSELECTRIC determina en su debido momento la necesidad de construir nuevas líneas.

Las empresas distribuidoras realizan esfuerzos por mejorar en el manejo administrativo y de atención al usuario²⁴³. Tratan de reducir el porcentaje de pérdidas con la compra de nuevos equipos y mejoras de redes eléctricas.

Con relación al uso ilícito de energía por parte de los usuarios, se realizan instalaciones de nuevos medidores de energía y reemplazo de averiados u obsoletos además de implementación de sistemas antihurto en las redes secundarias²⁴⁴.

²⁴² Principalmente interconexión eléctrica con Colombia y Perú para la compra de energía eléctrica.

²⁴³ Compra de programas de computación con el objeto de llevar mejor control. Implementación de sistema de geocódigos para identificar cada usuario y mejorar el proceso de lectura.

²⁴⁴ La empresa eléctrica EMELGUR estableció el programa piloto de instalar conductores aislados en las redes secundarias y las acometidas hacia los usuarios parten de una caja especial ubicada en poste donde por medio de un acoplamiento especial se alimenta de energía al cliente, evitando de esta forma la conexión clandestina y la reconexión no autorizada.

La realización a tiempo de inventarios acordes a la realidad determina la cantidad de activos improductivos²⁴⁵ y de materiales guardados en bodega que ya no son de utilidad.

La liquidez de las empresas distribuidoras mejoraría con la venta de estos activos improductivos y se lograría una mejor presentación de los estados financieros.

4.7 Comercialización de la energía eléctrica



CIB-ESPOL

Durante años, recursos financieros han sido destinados para la entrega de planillas eléctricas a los usuarios, situación que aún se mantiene en la actualidad. Esto es realizado por lo general no con trabajadores propios de las distribuidoras sino por medio de empresas contratistas²⁴⁶.

La emisión de la planilla en el momento de que el usuario se acerque a cancelar lo adeudado sería una forma de realizar recortes a los egresos de las empresas. Esto significa cambiar la cultura actual de parte de los

²⁴⁵ Grupos generadores que no son rentables; en la distribuidora de Milagro existen ochos y en EMELORO están los electrógenos mexicanos que ha pesar de haber sido donados por el gobierno de México, estos forman parte de los activos.

²⁴⁶ Personas naturales o jurídicas son convocadas a concurso público o por designación de la gerencia, para realizar la lectura de medidores y entrega de planillas eléctricas.

clientes a que se acerquen a centros de información para averiguar el valor adeudado²⁴⁷.

Lo anterior, evitaría que las distribuidoras gasten recursos en la impresión y entrega de planillas eléctricas en usuarios cuyo consumo de energía no es o no será cancelado.

Otra forma de realizar lo anterior es con la ayuda de la tecnología, por ejemplo: el uso de equipos portátiles en que se graben los históricos de consumo de los usuarios de un sector donde se realiza la lectura de medidores. El lector compara la lectura con los datos almacenados y verifica que no exista distorsión abrupta en el consumo y entonces procede a la impresión de la planilla, en el mismo sitio y al mismo tiempo donde se realizó la lectura del medidor²⁴⁸.

²⁴⁷ Las empresas podrían disponer de oficinas de atención al público únicamente para informar el valor de la planilla. La utilización del teléfono y el servicio de mensajes de telefonía móvil serían útiles. Cualquier persona podría averiguar el valor de cualquier usuario, levantando de esta forma el sigilo de los clientes, transparentando el proceso de facturación.

²⁴⁸ La Empresa Eléctrica Milagro utiliza este sistema y le cuesta 51 centavos de dólar por cada usuario. Al año el costo total de este sistema es de \$612.000 dólares. Sólo la impresión de la planilla eléctrica le cuesta a la empresa \$17 centavos. Información proporcionada por el Ing. Juan Rodríguez, Director de Planificación de la Empresa Eléctrica Milagro.

4.8 Marginalismo eléctrico

La poca atención a los problemas del sector eléctrico de parte de los gobiernos de turno ha permitido que en los actuales momentos se viva una crisis²⁴⁹ que afecta el sistema.

El aprieto que aqueja al sector eléctrico es determinado en los siguientes puntos²⁵⁰:

- Crisis de carácter económico
- Déficit tarifario
- Elevado porcentaje de pérdidas
- Cartera vencida e ineficiencia de varias empresas distribuidoras
- No solución de la extinta EMELEC
- Altos costos de producción de energía eléctrica
- Afectación a los planes de mantenimiento y de expansión
- Alto riesgo de no poder satisfacer la demanda eléctrica en el corto plazo



CIB-ESPOL

²⁴⁹ Del documento "cierre de cuentas del MEM y definición del déficit tarifario" elaborado por el CENACE. Determina que las distribuidoras eléctricas adeudan al MEM la cifra de \$984,9 millones de dólares.

²⁵⁰ Ing. Donald Castillo Graham, presidente del directorio del CENACE. Taller: Soluciones a la crisis del sector eléctrico, diciembre 8 de 2.004

Lo anterior sumado el incumplimiento del plan maestro de electrificación muestra que no se da la importancia que merece el sector eléctrico en el país en la parte económica, financiera, técnica y legal.

El Anexo S presenta los proyectos de generación próximos a ser realizados y que de ser así, se instalarían 1.008MW de capacidad permitiendo entregar al sistema 6.173GWH/año que corresponderían al 70% de la energía que actualmente se consume.

La falta de interés de parte de las autoridades no ha permitido que se realicen obras de generación eléctrica en concordancia con el plan maestro. Esto hace que no se mejore el precio referencial de generación por lo que el valor final de la energía se mantiene en valores altos.

Ejemplo del desinterés eléctrico es el proyecto eléctrico Tahuín en la provincia de El Oro. Existe la represa y se usa el agua embalsada solo para control de inundaciones en época de invierno y como atractivo turístico. La utilización de este proyecto llevaría a instalar 3,4 MW con una energía media estimada en 20,5 GWH/año y factor de planta de 0,69.

El costo de la implementación de éste proyecto eléctrico se estima en cuatro millones de dólares²⁵¹.

4.9 Tarifa eléctrica

Generalmente al determinar los niveles tarifarios, éstas son establecidas considerando el equilibrio financiero de la empresa concesionaria, los aspectos legales y las políticas del gobierno de turno.

El nivel de las tarifas limita el volumen total de ingresos. El precio medio es el parámetro que define el nivel de las tarifas, por lo que el precio medio o nivel tarifario medio es determinado tomando en cuenta el requisito de ingreso y la demanda de energía prevista.

4.9.1 Ambiente de competencia

Es necesario en un ambiente de competencia, la existencia²⁵² de un ente que establezca una regulación constante y enérgica²⁵³ como

²⁵¹ La implementación de proyectos de estas características evitarían que el dinero salga del país por el pago de energía consumida vía importación.

²⁵² Medida establecida por la LRSE para introducir competencia en el sector eléctrico especialmente en el proceso de generación.

²⁵³ Técnicamente competente e independiente de todo tipo de presiones, especialmente políticas con el objetivo de garantizar un adecuado funcionamiento del mercado.

punto de partida para una descentralización en el proceso de toma de decisiones en la comercialización de energía

La interacción de varias empresas de generación en franca competencia da como resultado el establecimiento del precio de la energía, producto de los mecanismos implementados en el mercado; objetivo perseguido para que desde la óptica de las empresas distribuidoras, las tarifas no sean implantadas solo en base a los costos marginales promedios²⁵⁴.

El sistema Británico, pionero en el proceso de descentralización del sector eléctrico, que inventó el sistema de conjunto Británico de energía (*British Power Pool*), y determinaba que todos los días, las empresas generadoras harían sus ofertas para proveer energía a la red, para cada media hora del día siguiente.

Las propuestas de menor precio abastecerían al sistema y los usuarios se beneficiarían de la competencia a través de precios más bajos. Mercados y no regulación establecerían así los precios de energía eléctrica.

²⁵⁴ Es necesario que para el correcto funcionamiento del establecimiento de los precios el mantener la regulación tarifaria.

El primer director general²⁵⁵ de la OFFER²⁵⁶ instituyó el sistema de oferta de de energía (*Power Pool Bidding*) que, supuestamente, sometería a las generadoras a los precios de mercado y las llevaría a competir.

Ocho años después, una investigación conducida por la propia institución, llegó a las siguientes conclusiones²⁵⁷: había fuerte evidencia de que los precios estaban siendo manipulados; que los participantes estaban utilizando las reglas para beneficiarse comercialmente; que la mejora de los precios minoristas significó precios más elevados para los consumidores finales; y, finalmente que el proceso de manipulación de las tarifas se estaba acelerando.

En un principio el sistema británico de establecer el precio de la energía eléctrica con base al mercado, se convirtió en el modelo a seguir para reestructurar todos los sectores eléctricos a nivel

²⁵⁵ Stephen Littlechild, profesor de la Universidad de Birmingham, Reino Unido.

²⁵⁶ "Office of Electricity Regulation" Oficina de regulación eléctrica para límites tarifarios (*pricecap*)

²⁵⁷ Resultados que debían estar acorde con el criterio de aplicación de éste sistema que se basaba en eficiencias económicas según el mercado. Principal argumento exhibido por los economistas para promover la desregulación y la competencia del mercado en la tarificación de la energía eléctrica, es que el mercado promueva eficiencias económicas. Conforme a la argumentación, una vez libre de regulaciones, los precios aumentan o disminuyen de acuerdo con la demanda: señales adecuadas de precios promoverán el uso eficiente y la conservación energética; las centrales se montarán cuándo y dónde sean necesarias, y las necesidades de regulación serán reducidas.

mundial²⁵⁸. Otros países que aplicaron este modelo son: Australia 1.994, países escandinavos 1.996, Canadá 1.996, California USA 1.996, entre otros.

Chile, país Sudamericano, comenzó con las reformas al sector eléctrico en el año 1.978 y las formalizó en 1.982 con la aprobación de la Ley Eléctrica y esto representó en su momento una transformación profunda que cambió de manera fundamental el modo de mirar el sector y su regulación.

Este modelo²⁵⁹ sirvió de base para las reformas en otros países de América Latina, tales como Argentina en 1.992, Perú en 1.993, Bolivia y Colombia en 1.994 y posteriormente países de Centroamérica como El Salvador, Guatemala, Honduras y Costa Rica en 1.997

En los años 1994 y 1995, INECCEL invitó a varios expositores chilenos y esas conferencias y reuniones sirvieron de fundamento

²⁵⁸ Theo Mac Gregor editorialista de la revista argentina INFOMORENO expresa que después de casi una década de tarificación por el mercado, las tarifas de los usuarios residenciales en Inglaterra en el 2.000 fueron 44% más altas que en los estados de la Unión Americana, habiendo aumentado considerablemente desde 1.989 cuando la privatización quedó establecida.

²⁵⁹ La forma de regular de éste modelo es que reconoce que la competencia es posible en generación, pero no en transmisión ni en distribución los cuales son considerados como monopolios naturales que requieren regulación. La diferencia de este modelo con el británico radica que éste último deja libre la fijación del precio de la energía.

para la elaboración de LRSE que reformada por los diputados en el congreso es la que se encuentra vigente.

Uno de los puntos débiles de aplicar éste modelo sin regulación de precio es cuando se experimenta situaciones no deseables como por ejemplo un estiaje severo, de poseer mayoritariamente generación hidroeléctrica esta situación haría que los precios de la energía se eleven sin control al no tener un techo fijo vía regulación.

4.9.2 Tarifa política

La lucha contra la pobreza, el bienestar social de la nación y el desarrollo económico son frentes de batalla de cada gobierno que asume el poder.

La relación de éste con los otros poderes del Estado es el de estar vigilañtes en el desenvolvimiento del sector eléctrico y evitar situaciones que desmedren los derechos de los usuarios y en perjuicio de la economía nacional.

Nicaragua, país Centroamericano, posee una generación de energía eléctrica que depende en el 75% del petróleo como combustible



base y ante el incremento internacional del mismo, su tarifa eléctrica es afectada de forma directa²⁶⁰.

En este ejemplo, la Cámara de Industrias²⁶¹ de ese país está de acuerdo de que se incremente el precio de electricidad en un 4,8%, en otras palabras, demandan un ajuste regido por un factor térmico mensual en que si sube el costo del petróleo, ellos tengan que reconocer el costo en la energía y si es al contrario entonces que la tarifa eléctrica disminuya también.

La condición que ellos establecen, es que la energía debe ser vendida en el país²⁶² y dentro de una banda de precios que no exceda los 6.5 centavos dólar el kilovatio hora, para efecto de asegurar que la población tenga una tarifa de energía eléctrica estable en relación al problema del petróleo.

Por otra parte, el Gobierno Español insinuó un recorte de la tarifa eléctrica por intermedio del ministro de Industria, Turismo y



CIB-ESPOL

²⁶⁰ EL NUEVO DIARIO Abril 18 de 2.005 Managua, Nicaragua

²⁶¹ Erving Krügger presidente de Cámara de Industria. Nicaragua 2.004

²⁶² La Ley eléctrica nicaragüense no obliga a la venta interna y un generador de energía puede acogerse a los beneficios fiscales, y a través del sistema interconectado que existe en Centroamérica exportar energía a cualquier país de la región.

Comercio, José Montilla²⁶³ y comentó que el modelo energético será más diversificado y seguro, menos contaminante y más solidario socialmente, por su carácter de servicio público.

En el gobierno ecuatoriano presidido por el Ing. Lucio Gutiérrez, se estableció por decreto ejecutivo²⁶⁴ una comisión que asesorara al presidente y luego de los análisis técnicos respectivos se redujo el precio del residuo, combustible utilizado para la generación termoeléctrica, lo que permitió que a partir de abril de 2.004, se autorice una reducción de la tarifa eléctrica en el orden del 5%, fijándose la nueva tarifa promedio en \$8,70 ¢/KWH, inferior a la tarifa de \$9,16 ¢/KWH que se hallaba vigente hasta el mes de marzo de 2.004 y mucho menor que la de \$10,38 ¢/KWH que se aplicó hasta octubre de 2.003. El Anexo T presenta los porcentajes de reducción de la tarifa final al mes de abril de 2.004.



CIB-ESPOL

²⁶³ América económica, revista informativa de Internet. Martes 4 de mayo de 2.004 "El gobierno español promoverá un nuevo modelo energético y se trabajará para conseguir tarifas de la energía más asequibles para los consumidores domésticos"

²⁶⁴ Decreto Ejecutivo 1176A diciembre 11 de 2.003 Se integró la COMISION INTERINSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO CISEE, organismo asesor de la Presidencia de la República, con autoridades del CONELEC, CENACE, FONDO DE SOLIDARIDAD, BANCO CENTRAL; y MINISTERIO DE FINANZAS con el fin de que de una manera estructural bajo la misma mesa de trabajo y en estrecha coordinación encuentren alternativas de solución a la grave crisis que por largos años ha venido atravesando el sector eléctrico ecuatoriano.

La forma de lograr ese objetivo fue fijando en \$11 dólares el precio del barril del residuo del petróleo que produce la refinería de Esmeraldas, destinándolo a la generación termoeléctrica.

El valor del combustible diésel, que requieren algunas centrales térmicas, es asegurado con el precio promedio de los primeros 21 días del mes publicado por la revista especializada *Platt's Oilgram* de los Estados Unidos de Norteamérica.

El CENACE obedece el compromiso de programar la entrega exclusiva del combustible a las empresas generadoras y se faculta a las centrales hidroeléctricas PAUTE, AGOYÁN, PUCARÁ, ELECAUSTRO e HIDRONACIÓN a vender a las distribuidoras y grandes consumidores en contratos a plazo, el 100% de su producción de energía total en lugar del 90% cuyo 10% restante se negociaba en el mercado ocasional, mientras que las centrales termoeléctricas a vapor: Gonzalo Cevallos, Trinitaria de ELECTROGUAYAS y TERMOESMERALDAS, deben negociar en forma proporcional a la demanda que tengan las empresas distribuidoras.

Como resultado de esta decisión política de parte del gobierno, se

evitaría la especulación del precio de la energía en el mercado ocasional al aplicarse contratos a plazos en la compra venta de energía eléctrica.

El decreto que establece la aplicación de lo expuesto anteriormente, solo rige hasta la entrada en operación comercial de los proyectos hidroeléctricos Mazar y San Francisco, en las provincias de Azuay y Tungurahua.

Del total de la reducción tarifaria, el 8,2% beneficiaría a las grandes industrias, el 6,5% al comercio e industrias medianas, el 5,3% a los pequeños artesanos y el 4% al sector residencial²⁶⁵.

Esta decisión fue tomada en base a que el mejoramiento de la productividad y de la competitividad del los diferentes sectores de la economía, para incursionar con éxito en los mercados internacionales, requiere de varios factores y entre ellos el disponer de una energía eléctrica de calidad y a precios justos.

²⁶⁵ Ibero América Empresarial revista informativa de Internet, marzo 29 de 2.004

4.9.3 Tarifa diferenciada

El establecimiento de la tarifa diferenciada proviene del criterio del que más tiene más cancela, por lo que se forman subgrupos en cada sector²⁶⁶ estableciendo diferentes precios por consumo de energía *eléctrica*.

La conformación de cada subgrupo se lo hace por lo general con intervalos de cincuenta kilovatios horas mes, por ejemplo: de 0-50, 51-100, 101-150 y así sucesivamente. El precio va desde un valor menor hasta el máximo permitido.

La tarifa diferenciada es considerada como tarifa social debido a que por medio de los subsidios cruzados y el bajo costo del KWH consumido, los usuarios de bajos ingresos pueden acceder al beneficio de la electricidad. Este criterio cumple con el objetivo perseguido de la Carta Magna y de la LRSE.



CIB-ESPOL

²⁶⁶ Sector residencial, comercial e industrial.

4.9.4 Tarifa binomia

La tarifa binomia nace de la necesidad de recaudar más a los usuarios que demandan mayores recursos de parte de la empresa, por lo tanto a la medición y registro de la energía consumida se le adiciona el costo de la demanda de la carga instalada²⁶⁷.

Con la finalidad de mejorar el factor de carga, es que se incentiva²⁶⁸ económicamente al usuario trasladar la demanda de potencia fuera de horas pico y este procedimiento es conocido como manejo de la demanda eléctrica.



CIB-ESPOL¹

²⁶⁷ Congreso XV Consejo Mundial de la Energía, septiembre 1.982 "Los precios de la energía se deben ajustar de manera que reflejen todos los costos incluidos algunos costos medioambientales, para que los consumidores de todo el mundo sean conscientes de las consecuencias de sus acciones y preferencias, con el fin de poder optimizar el uso de los recursos en cuanto a las inversiones en el suministro y en la eficacia energética, y movilizar fondos de inversión a nivel mundial. Y las subvenciones energéticas se deben ir eliminando y los mercados se deben realizar, para que las fuerzas competitivas del mercado tengan la libertad necesaria para proporcionar suministros energéticos adecuados mediante la diversidad en lugar del proteccionismo, y al precio real".

²⁶⁸ Establecimiento diferenciado de costo de KWH en dos o más períodos, por ejemplo: de 17h00 a 22h00 un costo mayor que el resto de horas. Actualmente el Ministerio de Energía y la Subsecretaría de Electrificación comenzarán una campaña en la que si el abonado ahorra un 20% de su consumo mensual, participa directamente en la rifa de casa, vehículo y otros premios. Con esta medida se espera alcanzar un ahorro de 64 millones de dólares al bajar la importación de combustible, situación que se vería reflejada al disminuir en aproximadamente 150MW la demanda de potencia.

Las empresas distribuidoras realizan inversiones con tal de suplir²⁶⁹ la demanda de potencia bajo el esquema de entregar un servicio aceptable, todo esto independientemente del consumo de energía.

El poder registrar la demanda de potencia de todos los usuarios sería una situación lógica, más esto no es factible²⁷⁰ en la realidad y solamente se justifica para los clientes importantes²⁷¹.

El modelo de la tarifa binomia esta dada de la siguiente forma:

$$F = (Cd * Dc) + (Ce * Em)$$

Donde:

F = Facturación mensual en dinero

Cd = Cargo por demanda en \$/KW contratado

Dc = Demanda contratada en KW

Ce = Cargo por energía en \$/KWH

²⁶⁹ El suplir los costos de alguna forma no es el verdadero problema de la definición de tarifas eléctricas, sino hacerlo de tal forma que cada usuario contribuya con aquella parte del costo que su consumo ha provocado.

²⁷⁰ Los usuarios de bajo consumo no son rentables en el proceso de medir la demanda máxima aparte del consumo de energía

²⁷¹ Esto permite cubrir el costo de los instrumentos de medición, lectura y proceso de la información. Ejemplo de clientes importantes: centros comerciales, fábricas, etc.

E_m = KWH consumidos mensualmente

4.10 Estructura tarifaria

La estructura tarifaria²⁷² constituye el acto final de todo análisis tarifario, medio donde queda establecida la política tarifaria que se desea implementar por lo que conocer la dinámica en que se comporta el sector eléctrico, establece la base para realizar el análisis de la misma.

4.10.1 Tipos de estructuras de precio de energía eléctrica

El consumo de energía en Ecuador para el año 2.002 era de 8,7TWH anual; consumo relativamente bajo comparado con otros países latinoamericanos.

²⁷² Es el ordenamiento o distribución de precios o tarifas que se cobran por un servicio. Roberto Bitu "TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: ASPECTOS CONCEPTUALES Y METODOLÓGICOS" *Comprende la diferenciación de las tarifas, según los componentes de consumo y demanda, nivel de tensión de suministro, clase de consumo, estación del año, período del día, localización del consumidor, etc.*

TABLA XVIII
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LATINOAMÉRICA

Consumo de energía eléctrica en TWH AÑO 2.002	
Bolivia	3,6
Paraguay	4,4
Uruguay	6,2
Ecuador	8,7
Peru	11
Colombia	35
Chile	39
Venezuela	66
Argentina	67
Mexico	161
Brasil	290
Fuente: Ministerio de Minas y Energía COLOMBIA	

La tabla anterior permite anticipar que posiblemente el valor final del precio de energía eléctrica, en Ecuador, estuviera en valores intermedios con respecto a la misma comparación entre países. La realidad es que Ecuador establece el precio más caro en la región.



CIB-ESPOL

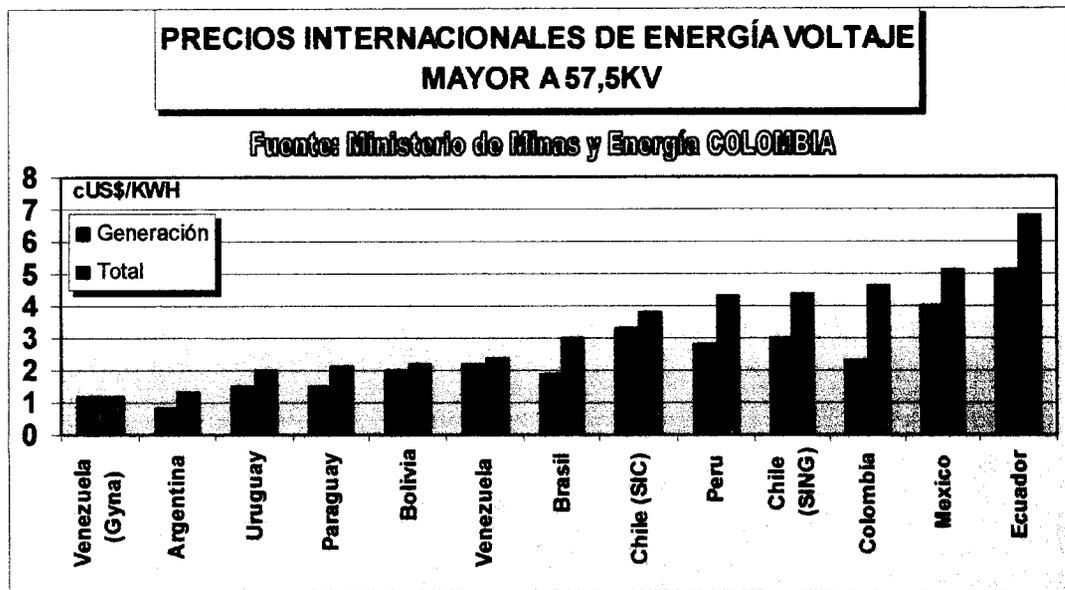


Figura 4.2 Precios internacionales de energía eléctrica año 2.003

La comparación de Ecuador con otros países en lo concerniente al consumo de energía por sector residencial, industrial y per cápita es presentada en los gráficos siguientes.

La mayor parte del consumo es destinada para el sector residencial. Esto indica de cierta forma que existe un bajo desarrollo industrial.

El consumo per cápita, a nivel individual, está en el grupo de menor consumo, ratificando que dista mucho de ser considerada una república con desarrollo social, económico y tecnológico, de primer orden.



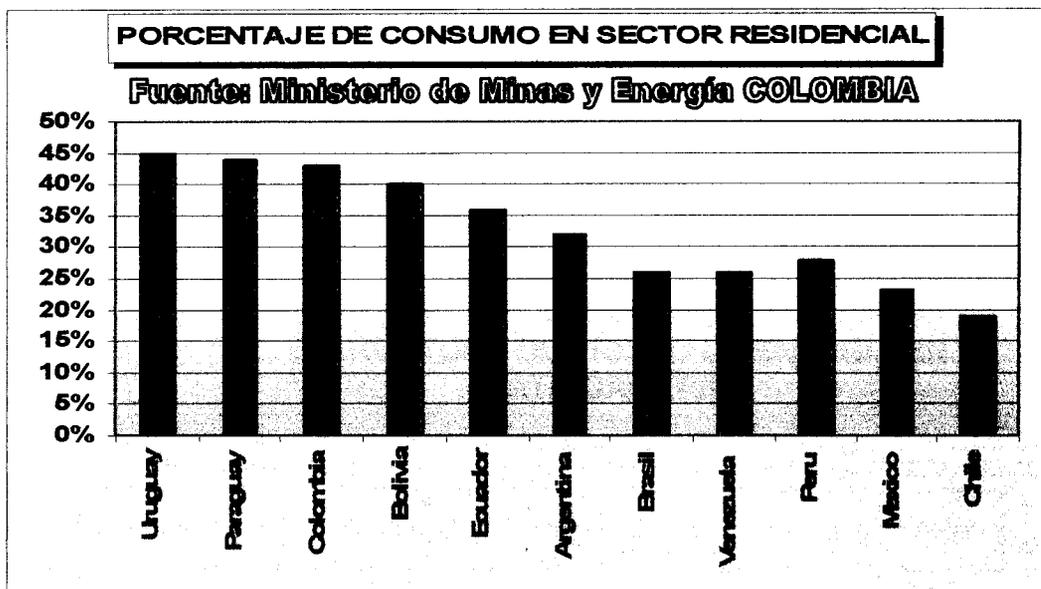


Figura 4.3 Consumo de energía eléctrica en Latinoamérica sector residencial

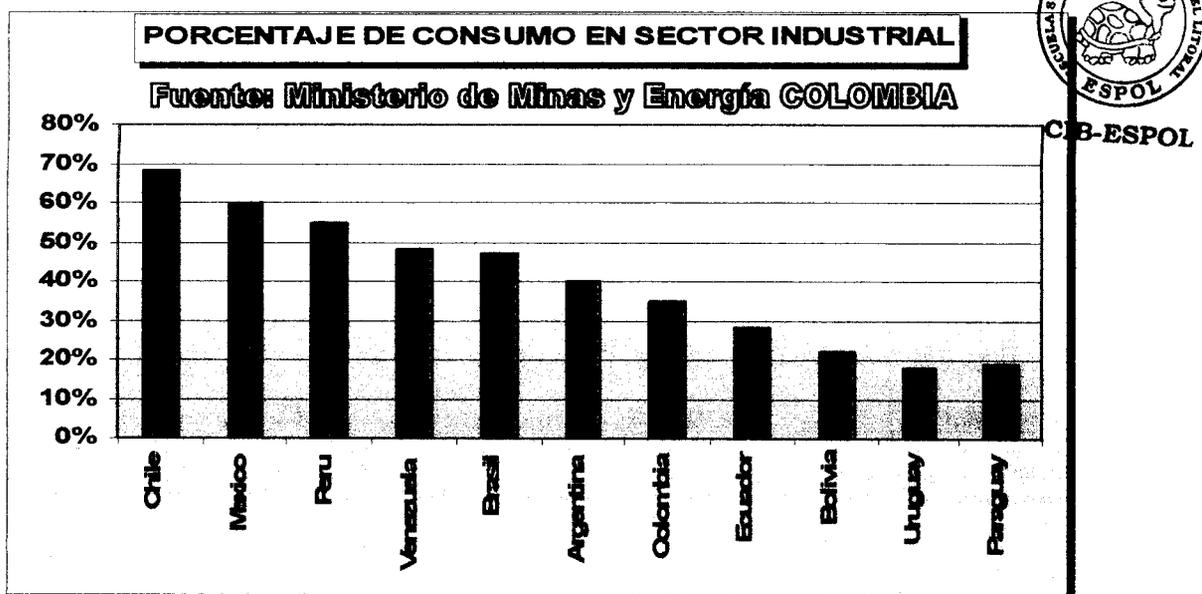


Figura 4.4 Consumo de energía eléctrica en Latinoamérica sector industrial



CIB-ESPOL

La forma en que esta compuesto el precio de la energía eléctrica en Ecuador para el año 2.003 es presentada en la figura siguiente en comparación con los precios de otros países.

**TABLA XIX
ESTRUCTURA DE PRECIO DE ENERGÍA EN
LATINOAMÉRICA**

PRECIO INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA PARA TENSIONES MAYORES A 57,5KV AÑO 2003							
PAIS	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total	Tasa de cambio
Ecuador	¢ 5,21	¢ 0,58	¢ 0,39		¢ 0,62	¢ 6,80	1
México	¢ 4,01	¢ 0,21	¢ 0,95		¢ 0,00	¢ 5,17	11,26
Colombia	¢ 2,51	¢ 0,62	¢ 0,58	¢ 0,15	¢ 0,80	¢ 4,66	2.778
Chile (SING)	¢ 3,05		¢ 1,36		¢ 0,00	¢ 4,41	675
Perú	¢ 2,64	¢ 0,67	¢ 1,05		¢ 0,00	¢ 4,36	3,46
Chile (SIC)	¢ 3,34		¢ 0,37		¢ 0,00	¢ 3,71	675
Brasil	¢ 1,77	¢ 0,21	¢ 0,97	¢ 0,00	¢ 0,05	¢ 3,00	2,86
Venezuela	¢ 2,25	\$ 0,22		¢ 0,00	¢ 0,00	¢ 2,47	1.600
Bolivia	¢ 1,96	¢ 0,29	¢ 0,00	¢ 0,00	¢ 0,07	¢ 2,32	7,65
Paraguay	¢ 1,60		¢ 0,50			¢ 2,10	6177
Uruguay	¢ 1,63		¢ 0,29		¢ 0,06	¢ 1,98	29,3
Argentina	¢ 0,81	¢ 0,06	¢ 0,11	¢ 0,31	¢ 0,11	¢ 1,40	2,93
Venezuela (Guayana)	¢ 1,23		¢ 0,00			¢ 1,23	1.600
Cifras en centavos de dólar por KWH			Fuente: Ministerio de Minas y Energía COLOMBIA				

El precio final de energía ecuatoriano está compuesto de la siguiente forma: 76,62% correspondiente al rubro de generación eléctrica; valor ponderado más alto de toda la región, siendo 129,93% más alto que del siguiente menor valor establecido en

México y 643,21% con respecto al valor más pequeño correspondiente al de Argentina.

El precio ecuatoriano es 207.57% más alto que el de Colombia y éste país para el año 1.996 tuvo una producción de energía de 45.631GWH de los cuales 31.208GWH fueron generados por plantas hidráulicas, que corresponde al 68,39% del total colombiano.

El 60% de la energía generada en Ecuador es de origen hidroeléctrico.

Considerando constante el resto de rubros que componen el precio final, se esperaba que durante la época de estiaje del año 2.004 el precio final se ubicara²⁷³ en 10,05 ¢/KWH; es decir que el costo de generación se incrementaría en el 162,38%

²⁷³ Declaración realizada por el Subsecretario de Electrificación Sr. Milton Rivadeneira. Septiembre 22 de 2.004

El Estado ante tal incremento, se encuentra en la obligación de realizar subsidios²⁷⁴ para paliar la situación económica y procurar no medrar más la buena situación económica de los usuarios.

El componente de transmisión es del 8,53%, distribución 5,74% y 9.11% corresponde a cargos impuestos en la planilla final.

El precio para el año 2.001 fue 86% superior al precio medio en diciembre del año 2.000 y estaba comprendido por el 57,7% de generación, 7,49% transmisión y 34,81% por distribución; el precio final fue de 9,48 ¢/KWH.

TABLA XX
PRECIO ENERGÍA ELÉCTRICA ECUADOR AÑO 2.001

ETAPA	¢/KWH
GENERACIÓN	5,47
Energía	4,16
Potencia	1,31
TRANSMISIÓN	0,71
DISTRIBUCIÓN	3,30
TOTAL COSTO PROMEDIO	9,48
Fuente: CONELEC	



²⁷⁴ Se espera que el subsidio para el año 2.005 será del orden de los 80 a 100 millones de dólares. Recursos canalizados a las empresas termoeléctricas para garantizar el combustible necesario para la generación.

El total de los valores que no forman parte del proceso de generación, transmisión y distribución, es el más alto valor impuesto en la región; comparación que se aprecia en la siguiente figura.

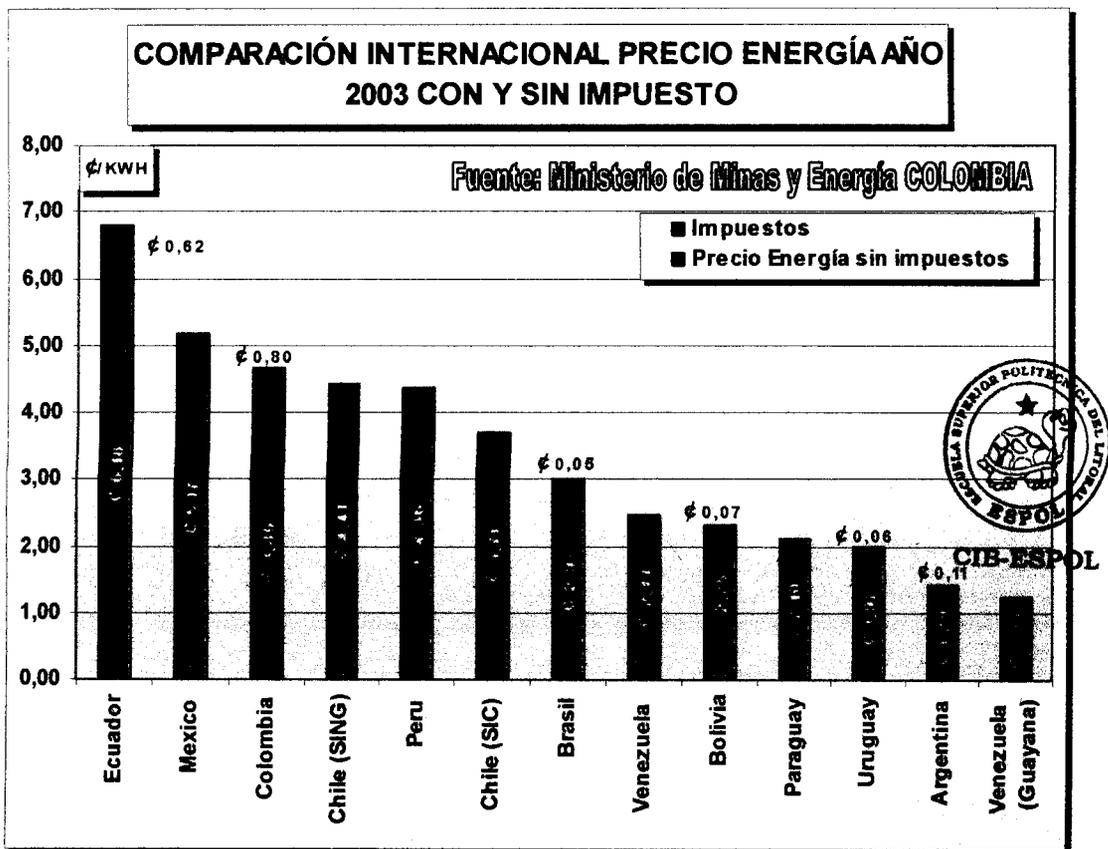


Figura 4.5 Comparación de los precios internacionales de energía eléctrica 2003

La componente de distribución es el tercer valor más barato, por encima de Uruguay y Chile y por debajo de del resto de países.

La forma en que se compone el precio de energía en Ecuador con respecto a la ponderación de cada rubro muestra que existe distorsión en la conformación del mismo.

El cargo impuesto al sector productivo, específicamente al sector industrial²⁷⁵, es un valor no recuperable; segundo costo más caro de la región, después de Colombia y seguido por Argentina.

El resto de países aplican valores en la forma de impuesto al valor agregado; capital que es recuperado cuando los empresarios realizan sus respectivas declaraciones de impuestos.

²⁷⁵ Esta sección del sector eléctrico es la que dinamiza la economía de un país y resulta de vital importancia el incentivar a los empresarios a invertir y generar riquezas.

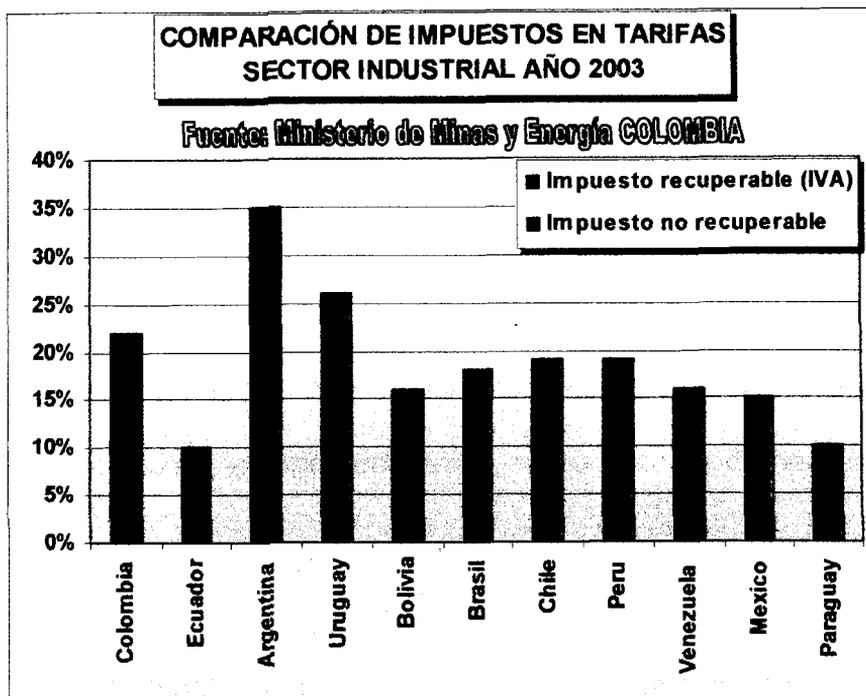


Figura 4.6 cargos al sector productivo en la planilla año 2.003

Los recargos e impuestos a la tarifa final de la energía eléctrica en Ecuador, pueden incrementar el valor del KWH en un 30%²⁷⁶.

4.10.2 Característica de la carga

El mayor requerimiento de potencia es en el intervalo de los días laborales y para el día domingo se registra la menor demanda.

²⁷⁶ Opinión vertida por el Centro de Información y Documentación Empresarial sobre Ibero América CIDEIBER en el año 1.999

El incremento de carga desde las seis hasta las diez de la noche, es del 25%, lo que representa un valor aproximado de 750MW.

La explicación de éste comportamiento es porque a partir de esa hora se encienden las luminarias del alumbrado público, las personas comienzan su viaje de retorno a casa, se utilizan más televisores, equipos de sonido, reproductores de películas, focos, etc.

El comportamiento típico de la carga esta representada en la tabla siguiente.



CIB-ESPOL

TABLA XXI
DATOS DE CURVA DIARIA TÍPICA DE CARGA

HORA	DÍA LABORABLE	DÍA SÁBADO	DÍA DOMINGO
1:00	0,55	0,55	0,54
2:00	0,52	0,52	0,51
3:00	0,51	0,51	0,49
4:00	0,52	0,51	0,49
5:00	0,52	0,51	0,49
6:00	0,58	0,53	0,49
7:00	0,59	0,51	0,46
8:00	0,62	0,53	0,48
9:00	0,68	0,57	0,5
10:00	0,71	0,6	0,51
11:00	0,72	0,61	0,52
12:00	0,72	0,61	0,52
13:00	0,71	0,6	0,52
14:00	0,71	0,59	0,51
15:00	0,72	0,58	0,51
16:00	0,72	0,57	0,51
17:00	0,71	0,58	0,52
18:00	0,75	0,63	0,59
19:00	1,00	0,9	0,87
20:00	0,99	0,91	0,88
21:00	0,92	0,85	0,83
22:00	0,81	0,76	0,72
23:00	0,68	0,67	0,6
0:00	0,59	0,59	0,53
FC	0,69	0,62	0,57
Valores en potencia (p.u.) Fuente: CONELEC			

La curva de carga para el día sábado y domingo es menor porque la mayoría de las personas se encuentran en sus domicilios realizando actividades inherentes a su vida.



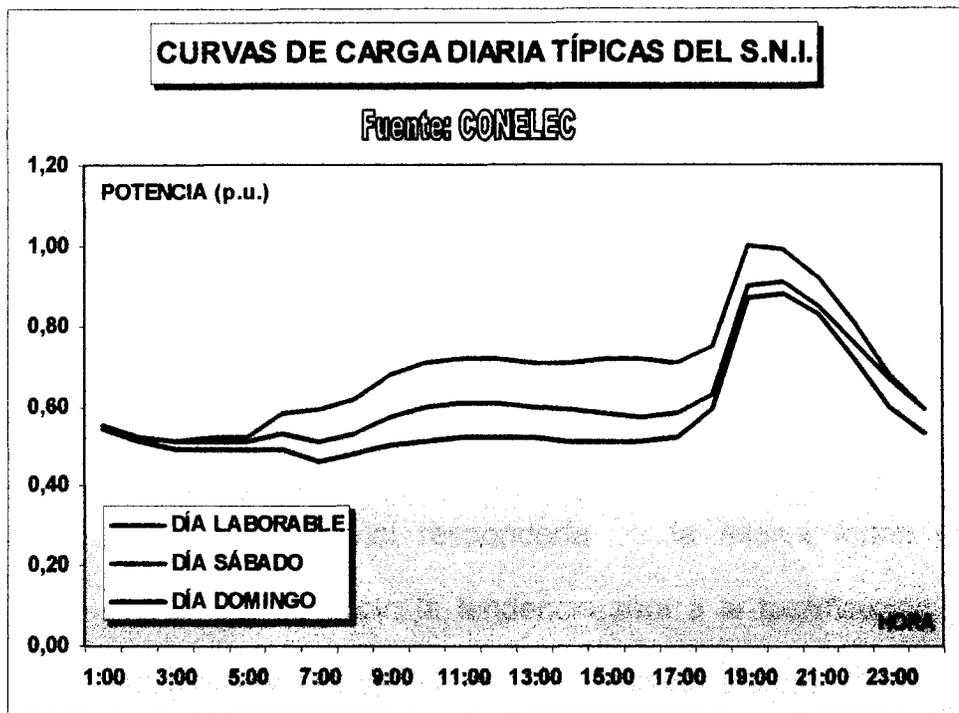


Figura 4.7 Curva de carga diaria típica del S.N.I.

La proyección de la demanda de energía hasta el año 2011 indica que se espera un crecimiento del 6,2% de donde el sector residencial contribuirá con el 33,8% del total y su crecimiento será²⁷⁷ del 5,6%.

El sector comercial e industrial contribuirán con el 16,4% el primero y 35,7% el segundo. Su crecimiento será del 5,8% para el comercial y 8,8% para los industriales.

²⁷⁷ Situación que se explica por lo mencionado anteriormente en lo referente a clases sociales. Se estima que cada año la demanda se incrementa en aproximadamente 150MW.

El alumbrado público se mantendrá con un incremento en la demanda alrededor del 2,8%.

El poco incremento porcentual del alumbrado público es debido a que la expansión²⁷⁸ del sector residencial es baja y por el contrario sube la demanda de energía en sitios ya establecidos.

El sector industrial respondería de la misma forma que el residencial es decir, la tendencia será a la tecnificación de las industrias en vez de la creación de nuevas plantas.²⁷⁹

²⁷⁸ Incremento de sitios como posibles nuevos usuarios.

²⁷⁹ Situación que depende de la política actual, futura y análisis micro macro de la economía del país.

TABLA XXII
PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(GWH)

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	AL. PUB Y OTROS	TOTAL CONSUMO
2.002	3.026	1.444	2.452	1.606	8.528
2.003	3.293	1.568	2.712	1.674	9.247
2.004	3.590	1.710	3.047	1.755	10.102
2.005	3.816	1.821	3.338	1.815	10.790
2.006	4.020	1.921	3.626	1.863	11.430
2.007	4.210	2.019	3.930	1.910	12.069
2.008	4.396	2.118	4.240	1.951	12.705
2.009	4.582	2.215	4.556	1.990	13.343
2.010	4.769	2.310	4.885	2.027	13.991
2.011	4.961	2.407	5.227	2.062	14.657
	33,80%	16,40%	35,70%	14,10%	100%
%	5,60%	5,80%	8,80%	2,80%	6,20%
Fuente: CONELEC					

La figura siguiente presenta la evolución de la demanda de energía eléctrica.



CIB-ESPOL

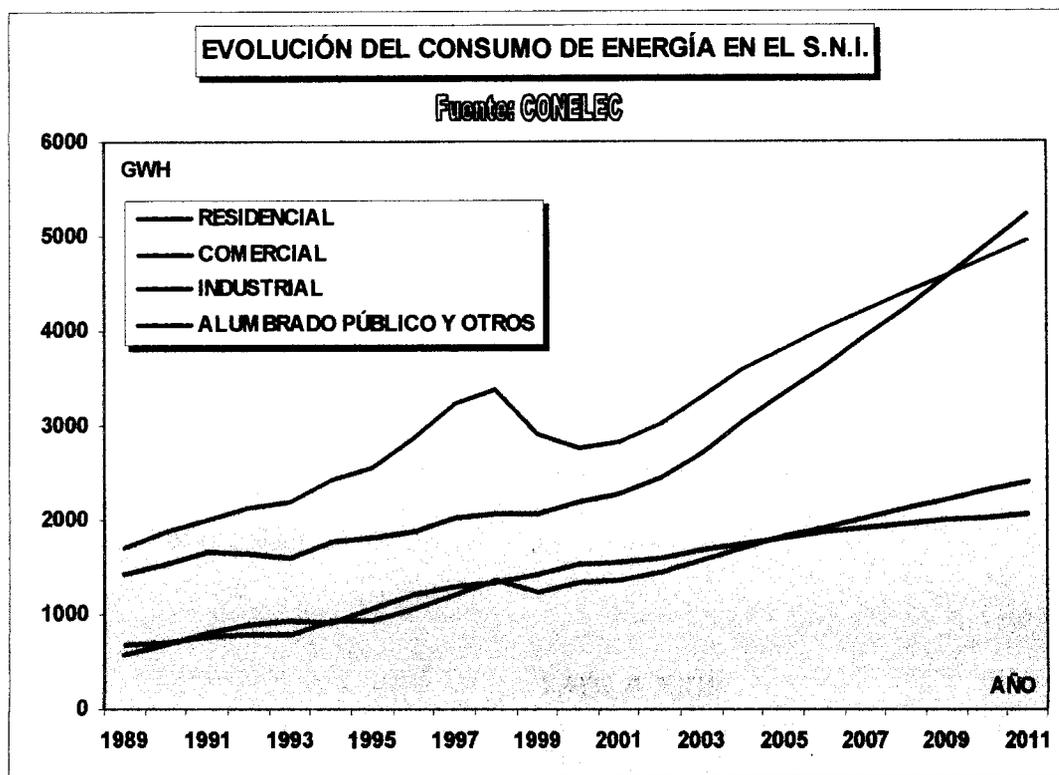


Figura 4.8 Proyección consumo de energía hasta el año 2.011



CIB-ESPOL

El sector residencial muestra un crecimiento negativo desde el año 1.998 hasta el 2.000. Esto es debido a la inestabilidad política y económica que Ecuador vivía en esa época.

El poder adquisitivo del dinero se desplomó, la moneda local prácticamente estaba siendo aniquilada, la hiperinflación se estaba haciendo presente, razón por la que las personas cuidaban su consumo de energía lo más que se podía.

La dolarización permitió la recuperación de la confianza económica y la tendencia del consumo eléctrico comenzó a ser positivo.

La tabla siguiente presenta la cantidad de usuarios registrados que el sector eléctrico espera tener, producto de la proyección del sistema hasta el año 2.011 en base a datos históricos desde el año 1.989

**TABLA XXIII
PROYECCIÓN DE LOS CONSUMIDORES DEL SERVICIO
ELÉCTRICO**

AÑO	TOTAL CONSUMIDORES				
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	ALUM. PÚB. Y OTROS	TOTAL ABONADOS
2.002	2.256.162	249.868	32.261	33.199	2.571.489
2.003	2.362.277	257.992	34.732	33.516	2.688.518
2.004	2.468.446	265.621	36.500	33.832	2.804.399
2.005	2.574.667	272.754	38.004	34.149	2.919.574
2.006	2.680.940	279.890	39.544	34.466	3.034.839
2.007	2.787.265	287.029	41.238	34.783	3.150.316
2.008	2.893.643	294.172	42.933	35.100	3.265.849
2.009	3.000.073	301.319	44.606	35.418	3.381.415
2.010	3.107.566	308.469	46.226	35.735	3.497.996
2.011	3.212.101	315.622	47.819	36.053	3.611.596
% CREC	4,00%	2,60%	4,60%	0,90%	3,80%
Fuente: CONELEC					

4.11 Estructura y pliego tarifario actual del Ecuador

La estructura tarifaria que se aplica en Ecuador clasifica a los usuarios en tres categorías: residencial, general y alumbrado público; a su vez clasificados por el nivel de tensión con que reciben el servicio: alta tensión (mayor a 40KV), media tensión (mayor a 600V y menor igual a 40KV) y baja tensión (menor igual a 600V).

La Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas establece este tipo de estructura. (Ver sección 3.6 capítulo dos).

El pliego tarifario establecido no determina valores a ser cobrados²⁸⁰ y solamente se limita a diferenciar los tipos de tarifas a ser aplicadas en función de la estructura tarifaria definida.

La clasificación tarifaria es la siguiente:

❖ *Categoría Residencial*

- Baja y media tensión
- Residencial temporal



²⁸⁰ Las empresas distribuidoras emiten los valores a ser cobrados en función del mercado cautivo que poseen y de los valores del VAD calculado para cada empresa. El CONELEC analiza, aprueba o rechaza la petición de cada distribuidora. Las empresas eléctricas tienen el derecho de solicitar revisión en el pliego establecido por cambio del entorno en que se manejan.

❖ *Categoría General*

- Baja tensión sin demanda
 - Comercial, entidades oficiales
 - Industrial artesanal
 - Asistencia social y beneficio público
- Baja tensión con demanda
- Media tensión con demanda
 - Comerciales, entidades oficiales, industriales, bombeo agua, escenarios deportivos, periódicos y abonados especiales
 - Asistencia social y beneficio público
- Media tensión con demanda horaria
- Alta tensión

❖ *Categoría alumbrado público*



Los usuarios con medición de energía reactiva son penalizados por bajo factor de potencia cuando el promedio mensual es inferior a 0.92 y éste valor lo fija la empresa distribuidora en cumplimiento del Reglamento de Tarifas.

La empresa distribuidora percibe un valor por concepto de peaje en caso de que algún gran consumidor utilice sus equipos para recibir la

energía contratada. Este monto es como máximo la totalidad del VAD en función del nivel de tensión en el punto de entrega.

El Anexo U presenta el pliego tarifario de las empresas distribuidoras al mes de abril de 2.004.

4.12 Propuesta de nueva estructura y pliego tarifario

La proposición de una nueva estructura y pliego tarifario debe ser el resultado de realizar correcciones y ajustes en las variables que conforman el sector eléctrico.

Esto indica la necesidad de establecer un punto de partida²⁸¹ y objetivo final hacia donde llegar²⁸².



CIB-ESPOL

²⁸¹ Aceptar que el sistema no es acorde a la realidad y que además las distorsiones en distintos ámbitos sumados a la vacuidad de criterios han alejado al sector eléctrico de su misión de servir y lucrar con sentido de equidad.

²⁸² El objetivo principal es el tener un sector eléctrico en marcha; bajo riesgo a la inversión y que se generen utilidades. Esto permitirá que se pueda abrir el mercado y pasar a la competitividad gracias a la inversión de capitales privados. Situación que redundaría en la entrega de un servicio aceptable y tarifa eléctrica acorde a las necesidades del Ecuador. Medida fundamental es el establecer reglas claras del juego es decir, un marco legal donde tanto la Ley, los reglamentos y las regulaciones sean lo más específicas posibles para evitar trabas, distorsiones e interpretaciones que perjudiquen al normal desenvolvimiento del sector eléctrico y a los usuarios.

4.12.1 Acciones a ser realizadas por el Estado

El Estado debe tomar la decisión de estatizar el sector eléctrico en virtud de la situación actual.

Por lo tanto, es imprescindible proceder a declarar en quiebra a las empresas distribuidoras. Con esta medida se logra terminar todo tipo de relación con los comités de empresa.

Las nuevas empresas distribuidoras serían conformadas manteniendo en lo mínimo los mismos accionistas y la administración de las mismas puede ser a través de compañías nacionales o internacionales²⁸³

El Estado debe asumir la responsabilidad de cubrir el déficit financiero de las extintas distribuidoras²⁸⁴ con el objetivo de que una vez saneadas las cuentas permitir el inicio de las nuevas compañías sin arrastrar deudas.

²⁸³ Tal como se realizó con el Banco del Pacífico S.A. de propiedad del Estado y su administración es realizada por una compañía española.

²⁸⁴ El Estado es el ente responsable directo de honrar el déficit económico debido a que es él que por intermedio del Fondo de Solidaridad como mayor accionista en la mayoría de las empresas eléctricas que designa gerente general. Los malos manejos de los gerentes no debe asumirlo los usuarios, por ejemplo: sobreprecio en la adquisición de equipos y materiales, malos manejos comerciales, etc.

Con respecto al personal; por intermedio de la tercerización, volver a contratar personal suficiente y necesario para una operación eficiente²⁸⁵, reduciendo de esta forma cantidades de dinero destinados al pago de sueldos de personal innecesario e improductivo y de honrar económicamente conquistas laborales no beneficiosas a la empresa.

El respeto al Código de Trabajo es ineludible, por lo tanto, la conformación de sindicatos y comités es conveniente pero, enmarcado en el objetivo que el establecimiento de esas figuras jurídicas persiguen: respeto a los derechos inalienables del trabajador²⁸⁶.

Las nuevas distribuidoras no deben permitir conquistas laborales tales como:

²⁸⁵ La empresa tercerizadora deberá realizar la evaluación técnica y económica con respecto a la cantidad de trabajadores que una empresa en particular necesita para su operación. Esta empresa tercerizadora deberá ser una compañía con vida jurídica, acreditando experiencia y respaldo internacional en similares actividades.

²⁸⁶ No distorsionar la función del sindicato y/o comités porque resulta inamisible que se permitan conquistas que atenten a todos los ecuatorianos porque hay que recordar que las empresas á pesar de ser privadas están conformadas con capitales del Estado y estos son fondos públicos.

- Subsidio en porcentajes altos del pago de energía eléctrica consumida de parte de los trabajadores, tal como sucede en EMELORO en donde se subsidia el 80%.
- Entrega de bonos por día festivo del calendario.
- Que el seguro médico del trabajador se extienda más allá del primer grado de consaguinidad.
- Injerencia de sus representantes cuando se tramita la separación de un trabajador ante hechos negativos comprobados.
- Bajo rendimiento de los trabajadores estables so pena de intervención del sindicato y/o comité.
- Extorsión para la firma del contrato colectivo.
- Entrega de dinero por concepto de inicio de clases de los hijos.
- Entrega de dinero por cada hijo próximo a nacer.
- Favoritismo y obligación en la contratación de nuevo personal dando prioridad a hijos de trabajadores estables que se jubilan o renuncian, etc.



CIB-ESPOL

El impulso a la creación de nuevas plantas hidroeléctricas, especialmente los no mega proyectos, resulta necesario.

Con respecto a las existentes empresas de generación privadas, el Estado deberá fijar un máximo general de utilidad estableciendo ésa cantidad al mismo tiempo que se fija los valores máximos de producción²⁸⁷.

4.12.2 Reformas al marco legal

La actual LRSE establece una modalidad intermedia entre la apertura al sector privado y la estatización.

El sector privado es impedido de participar de forma segura por trabas, por ejemplo: FERUM, el no traspaso de más del 39% del capital accionario a manos privadas, la no penalización del uso ilícito de energía eléctrica.

Con respecto al FERUM, como se mencionó en el capítulo dos, el monto recaudado vía impuesto al consumo de energía facturada, permite la realización de obras hacia usuarios de escasos

²⁸⁷ De esta forma no se permite que las plantas generadoras incrementen sus gastos de operación y mantenimiento de forma falsa con el fin incrementar las ganancias de forma aparte al valor tope de utilidad.



recursos; esto en cumplimiento de lo establecido en la Carta Magna y la propia LRSE.

La traba se da cuando una vez ejecutadas las obras éstas pasan a formar parte del VAD de la empresa distribuidora beneficiaria de la concesión donde se realizó la obra.

El Fondo de Solidaridad sin haber invertido capital propio, realiza aumento de capital en la empresa cada año en virtud de las obras realizadas del FERUM.

Si una empresa privada tuviese ahora la mayoría de acciones y el control de la empresa; gasta recursos y tiempo en mejorar todos los aspectos de la empresa, resulta ser que ésta vería reducir su paquete accionario al incrementarse el patrimonio del Fondo de Solidaridad.

Esta situación va en desmedro de los intereses del mayor accionista puesto debe realizar aumento de capital en proporción a las obras realizadas para mantener el equilibrio accionario establecido.

La aplicación de penas para aquellos usuarios que estén usufructuando ilícitamente de la energía eléctrica es de vital importancia.

La implementación de mecanismos legales que permitan a las empresas distribuidoras poder recuperar cartera vencida por medio de la acción coactiva.

Esto permitiría reducir la tendencia de los usuarios que llegado cierto tiempo de consumo, no cancelan las planillas, le es retirado el medidor y finalmente por intermedio de otra persona solicitan nuevamente el servicio, por lo que la distribuidora resulta ser quien pierda.

El establecimiento de cárcel y multas, para las personas que roben o hurten la energía eléctrica, permitirá reducir el gran porcentaje de pérdidas negras que actualmente mantienen las empresas eléctricas del país.

La aplicación de los castigos, en caso de desaparecer el usuario infractor, debe poder ser traspasado a su familiar inmediato siguiente, por ejemplo: A la esposa(o) en caso de estar casado,

a los padres (hasta antes de los 65 años, caso contrario a uno de los tíos), a los hijos en caso de no existir el otro padre y siempre que sean mayor de edad; y así sucesivamente hasta que alguien se haga responsable de la infracción causada. La no prescripción del castigo debe ser establecido.

Este tipo de medidas ejemplarizadoras permitiría que la cultura de los ecuatorianos cambie hacia el sentido de respeto de las cosas y ayudar al mejoramiento del sector eléctrico, redundando todo esto en un buen servicio obteniéndose energía eléctrica de calidad.

En la estatización del sector, las empresas privadas deben tener el derecho de poder participar en el negocio eléctrico no sólo hasta el 39% sino hasta el 49% después de que los trabajadores eléctricos manifiesten el no interés en participar en la compra de acciones.

Los trabajadores, en caso de querer adquirir acciones, los accionistas privados deben estar obligados a vender las acciones solicitadas dentro del 10% del paquete accionario de la empresa y a un precio acorde a ese momento.



El subsidio cruzado y el impuesto al sector industrial para obras del FERUM quedan eliminados.

La implementación de una nueva forma de calcular tarifas eléctricas hace que el subsidio resulte innecesario.

Al ser eliminado el monto impuesto a los industriales debido al FERUM, el financiamiento para estas obras provendrá del valor que las empresas generadoras pagan al CONELEC por concepto de energía vendida y facturada.

La forma de financiar es fijando un máximo anual al monto recaudado para el correcto y normal desenvolvimiento del CONELEC y CENACE. La diferencia que resulta de lo que necesitan los dos entes de control y lo recaudado iría al FERUM.

4.12.3 Reestructuración a la facturación de alumbrado público

La existencia de una base de datos actualizada acerca del alumbrado público permitiría realizar mejoras con respecto al cobro de la energía que las luminarias consumen.

Actualmente se factura a \$11,76 centavos de dólar por cada KWH consumido en alumbrado público. La forma de determinar ése valor es la siguiente.

Las municipalidades, vía ordenanza, establecen el valor a ser cobrado, por lo general es el 10% del total facturado en el cantón donde ése municipio ejerce control.

Cada cantón en el país tiene su cantidad de usuarios y el total nacional del valor recaudado es relacionado con la totalidad de luminarias operativas instaladas, y de esta forma se obtiene el valor antes mencionado.

Una distorsión que se presenta en la actual forma de cobro por alumbrado es que no se da el sentido de equidad. Por ejemplo, suponer que una empresa distribuidora establece jerarquía sobre cinco cantones y cada municipio establece el cargo del 10% sobre la facturación.



CIB-ESPOL

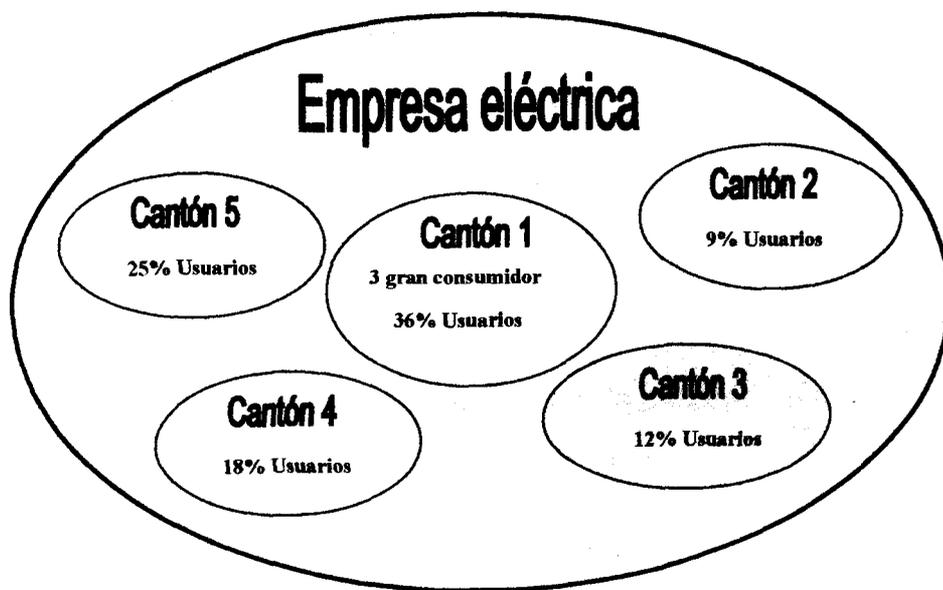


Figura 4.9 Ejemplo de distribución de cantones y usuarios de área de concesión

El cantón uno al tener en su jurisdicción tres clientes importantes de la empresa eléctrica, que consumen grandes cantidades de energía, tendrá como resultado que el monto recaudado a favor del Municipio será con utilidad, cubriendo por supuesto el costo que a la empresa le ocasiona por servir de suministrador de energía.

Los demás cantones reportarán pérdidas debido a que la energía consumida no alcanza a cubrir el rubro de alumbrado público con una tasa del 10% y por lo tanto, se vería forzada a incrementar la tasa o en caso contrario mantenerla, pero en perjuicio de la distribuidora que asumiría como pérdida la brecha no cubierta.

En caso de incrementarse la tasa, los usuarios serían los perjudicados debido a que el valor que le llegaría en la planilla eléctrica sería de un monto mayor.

Una forma de poder reducir el valor final en la planilla eléctrica es redistribuyendo el costo de alumbrado público.

El beneficio del alumbrado público es de servicio social, el mismo que está contemplado en la Constitución como deber del Estado el proporcionar la seguridad en las vías públicas.

El sentido de equidad se da cuando todos los usuarios comparten el costo que ocasiona el alumbrado.

Una persona que viva en un sector cualquiera de una ciudad, al trasladarse a otro sitio en la noche, se beneficia del servicio y no solamente dentro de la ciudad sino en cualquier parte del territorio nacional.

Partiendo de una base con datos reales, se determinaría el consumo total de energía y éste multiplicado por el valor del KWH

de generación más una cantidad debido a las pérdidas de energía²⁸⁸, se obtiene el valor monetario.

La repartición de ese valor para todos los usuarios registrados en el área de concesión de la empresa y en proporción del consumo realizado durante el mes, es el paso siguiente.

Entre más clientes regulados menor será el costo por concepto de alumbrado²⁸⁹.

Los Municipios obtendrán su ingreso en igual porcentaje de participación con respecto a las lámparas instaladas en su área de acción.



CIB-ESPOL

²⁸⁸ Costo de pérdida técnica de una empresa o de un promedio nacional de los circuitos típicos de cada empresa distribuidora. La cantidad a determinarse deberá ser la de menor cuantía, esto obligaría a las empresas en caso que el promedio nacional sea menor, a mejorar sus sistemas. En el sentido contrario, vía regulación obligar a las distribuidoras a mejorar porque de lo contrario, con la fijación de un valor máximo, la empresa asumiría la diferencia como pérdida.

²⁸⁹ Esto sin considerar que cada cierto tiempo se instalan nuevas luminarias y por lo general de mayor vatiaje. Con respecto a las existentes la tendencia es a mejorarlas con la repotenciación o simplemente cambiarlas por nuevas.

4.12.4 Reestructuración de empresas eléctricas

El sentido de equidad debe primar en la creación de las nuevas empresas, esto es, realizando la agrupación de las extintas compañías por medio de la sectorización del territorio nacional.

El objetivo perseguido es el de equilibrar el desbalance que actualmente tienen las empresas, esto con respecto al tipo de usuarios regulados y grandes consumidores que poseen en su actual área de concesión²⁹⁰.

Una forma de realizarlo sería la que se muestra a continuación:

²⁹⁰ Actualmente existen empresas en que la mayor parte de sus clientes son de la categoría residencial y con alto porcentaje de personas de escasos recursos económicos. Por otro lado, existen empresas en que el sector comercial y/o industrial es significativo. Estas desigualdades provocan que unas distribuidoras sean más rentables que otras y muy posiblemente la subsistencia de algunas de ellas es de forma dificultosa.

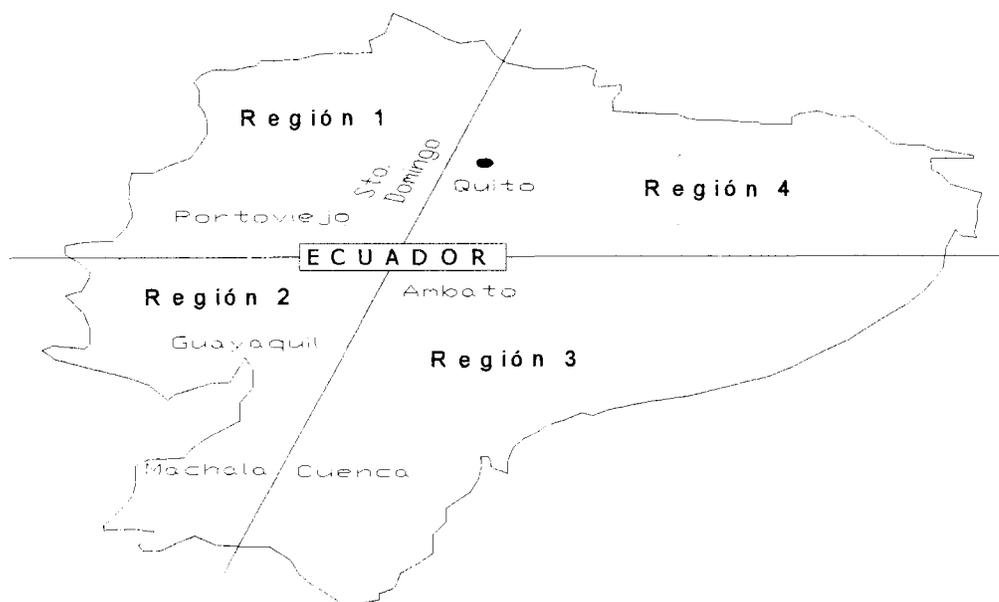


Figura 4.10 Redistribución de las empresas eléctricas

El incremento innecesario de pasos jerárquicos en el trámite de cualquier proceso debe ser evitado.

La forma de comandar cada región sería delegando procesos y responsabilidades a subalternos.

La figura siguiente muestra un ejemplo:



Figura 4.11 Ejemplo de distribución de región de nueva empresa eléctrica

La subdivisión de la región es en un número acorde a las necesidades de la región. Un solo gerente o presidente ejecutivo por cada región y subalternos en cada subregión. Un solo departamento de planificación y un solo directorio para la toma de decisiones.

La redistribución de equipos a fin de una mejor utilización de los mismos es factible bajo este nuevo esquema, evitando de esta forma la realización de nuevas inversiones, dinero que sería utilizado en el mejoramiento de otras áreas dentro de la nueva empresa, por ejemplo: mejora de circuitos, adquisición de medidores de energía eléctrica, etc.



4.12.5 Proceso de transición

Estando en vigencia el esquema propuesto y habiéndose superado todo tipo de problemas en la implementación del mismo, el sistema no dará señales de progreso en forma inmediata principalmente debido a las pérdidas comerciales.

CONELEC deberá establecer fechas en la que se cumpla la reducción de las pérdidas comerciales a medida que la población se educa y se acostumbra a las nuevas normas aplicadas.

Un proceso de reducción de pérdidas de energía eléctrica es presentado en la siguiente figura.

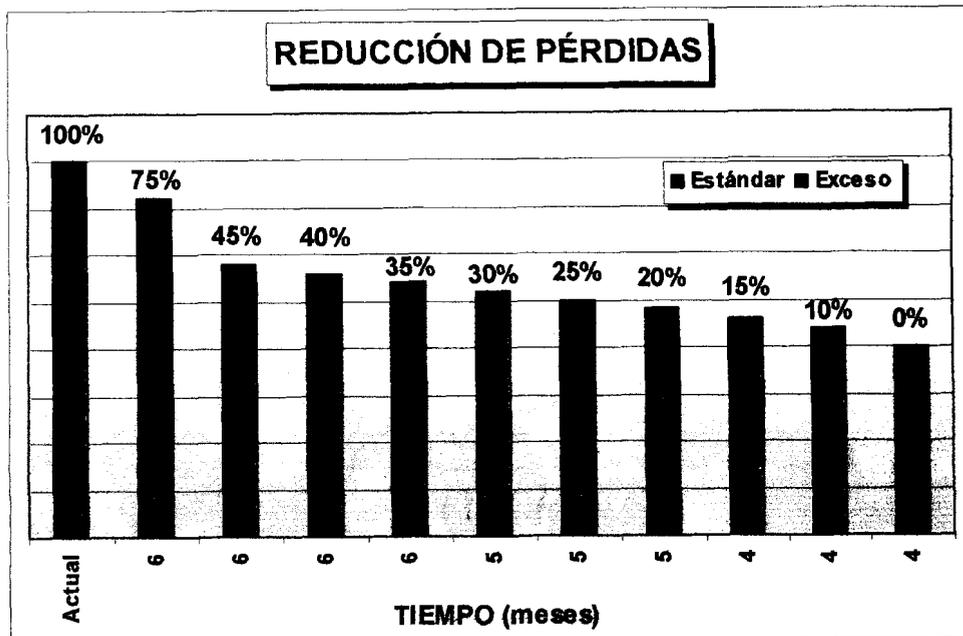


Figura 4.12 Porcentajes de disminución de pérdidas eléctricas en el tiempo

La clasificación estándar hace referencia a las pérdidas técnicas más un porcentaje de pérdidas comerciales. Valor establecido por CONELEC vía regulación, actualmente vigente en la Regulación 009/00.

Las pérdidas por encima de ése valor son las consideradas en exceso y tendrán que ser reducidas en función del tiempo.



CIB-ESPOL

4.12.6 Principio tarifario

La tarifa final a ser cobrada a los clientes en Colombia, por concepto de consumo de energía eléctrica, es de la siguiente forma:

$$TF = \frac{G + T}{(1 - P)} + D + C + O$$

Donde:

TF : Tarifa final

G : Generación

T : Transmisión

P : Pérdida técnica

D : Distribución

C : Comercialización

O : Otros valores (ej. Impuestos,)

El factor de pérdidas P considerado solamente para generación y transmisión, hace que la empresa distribuidora no traspase al

usuario el resultado de malas políticas de manejo de la empresa o la poca o nada ejecución de planes en beneficio de la empresa²⁹¹.

Ecuador establece un valor fijo de pérdidas vía regulación en la parte *“Índices de gestión para elaboración de pliegos tarifarios”* de la Regulación No. 009/00

Para el caso Colombiano, si de darse que el porcentaje de pérdidas es mayor que el fijado por regulación entonces la empresa que incurre en este incumplimiento absorbe en su balance estos valores.



El término *D* y *C* corresponden a distribución y comercialización que para Colombia son dos cosas distintas y que en Ecuador las empresas eléctricas ejecutan ambas al mismo tiempo.

El costo de distribución colombiano es determinado al igual que el de transmisión vía regulación. El costo de comercialización se

²⁹¹ Es lógico suponer que las pérdidas técnicas a nivel de distribución y comercialización se las consideran en el factor P.

refiere a los costos de los usuarios²⁹² y por esta forma se recarga a los clientes de mayor consumo un valor más alto y por otro lado, a los usuarios de menor consumo le cargan un valor menor al costo de clientela.

El artículo No. 53 de la LRSE ecuatoriana habla sobre el principio tarifario y cuantificando lo establecido, se obtiene las siguientes fórmulas:

$$TF * EV = (G * EA) + (T * EA) + VAD$$

$$EV = EA(1 - P)$$

$$VAD = AN + CO + CM$$

Donde:

TF : Tarifa media al cliente final

EV : Energía a ser vendida

G : Precio referencial de generación

EA : Energía adquirida

²⁹² Medición, liquidación, facturación, recaudación, atención al cliente y reclamación, valores dados en la forma \$/cliente cuyos costos dependen del consumo en \$/KWH.

T : Costo medio del sistema de transmisión

P : Factor de pérdida permisible dado por CONELEC

VAD : Valor agregado de distribución

AN : Anualidad de los activos en servicio a precio de reposición a nuevo

CO : Costo de operación de la empresa distribuidora

CM : Costo de mantenimiento de la empresa distribuidora

Al dividir la primera fórmula para la energía vendida y reemplazando la misma por su equivalente al producto de la energía adquirida por el factor de pérdidas, obtenemos:

$$TF = \frac{G}{(1-P)} + \frac{T}{(1-P)} + \frac{VAD}{EV}$$

Reordenando la ecuación:

$$TF = \frac{G + T}{(1-P)} + \frac{VAD}{EV}$$

De ésta última fórmula, se determina que el principio tarifario de Ecuador difiere del sistema colombiano en el último término.

Además, no se mantiene la igualdad de la fórmula al ser dividida para la energía vendida, lo que indica que es un error proponer un principio tarifario en la LRSE y convertirlo en fórmula agregándole un signo de igualdad, con lo que se da un justificativo más para reformar la LRSE.

El componente de transmisión es por lo general un valor fijo, por lo que la tarifa final depende mucho del precio referencial de generación y del VAD.

Con respecto al primero, el Estado debe definir un valor de generación $G1$ y un porcentaje de utilidad máximo Rgm .

La variable $G1$ debe ser determinada bajo el esquema de una generadora térmica modelo, que cumpla con los estándares internacionales respecto a eficiencia e impacto ambiental mínimo.

El valor de $G1$ obligará a que las generadoras obsoletas e ineficientes sean retiradas del sector eléctrico ecuatoriano y a la

vez, se fomente la creación de proyectos hidroeléctricos porque, el costo de generación de éste tipo de planta estará por debajo del de una térmica y por lo tanto, el ingreso financiero será mayor.

La fijación de un tope a la rentabilidad de las empresas generadoras con la variable Rgm , obliga a éstas a implementar políticas de eficiencia con tal de que su costo de producción baje y por lo tanto incrementar la utilidad.

El intervalo de Rgm estaría dado entre cero y posiblemente²⁹³ 10%. Entonces, el precio referencial de generación estará dado por la siguiente expresión:

$$G = G1 * (1 + Rgm)$$

Donde:



CIB-ESPOL

$G1$: Valor de generación eléctrica

Rgm : Rentabilidad de generación máxima

²⁹³ Cantidad que debe ser establecida por CONELEC en base a estudios técnicos, económicos, sociales y de política de estado.

El Estado podrá declarar en estado de emergencia al sector y realizar la aplicación de mecanismos necesarios para suplir la crisis, sin desmedro de los usuarios²⁹⁴, en caso de calamidad interna o externa, donde el sector eléctrico se vea afectado por la falta de energía o potencia.

De lo anterior, la instalación de una central térmica que opere solo cuando la energía proveniente de plantas hidroeléctricas sea deficiente, es una necesidad a ser establecida.

Con respecto al VAD, el otro componente significativo en el precio final, el Estado debe reducir los costos de operación y de mantenimiento²⁹⁵ o en su defecto, establecer un esquema igual al propuesto para el precio de generación y, de esta forma obligar a las distribuidoras a mejorar.

La LRSE en su artículo No. 56 (ver capítulo dos) indica lo que es el VAD, pero no de forma muy completa la forma de calcularlo,

²⁹⁴ La tarifa final no debe ser alterada, el Estado debe cubrir el déficit establecido y tomar medidas que en el futuro eviten una catástrofe de mayor o igual condiciones a la que provocó el estado de emergencia.

²⁹⁵ Al establecerse un nuevo esquema por regiones, el costo de operación se ve disminuido al ser eliminados las actuales conquistas laborales innecesarias e injustas al pueblo ecuatoriano; la reestructuración de personal; la optimización de procesos, etc. La componente de mantenimiento en función del tiempo se vería reducida ante la implementación de planes concretos de operación técnica, proyectos eléctricos nuevos totalmente justificados y reordenamiento de circuitos existentes y especialmente la realización de mantenimiento predictivo.

por lo tanto, en virtud de reducir este componente de la tarifa se propone a continuación una forma de realizar su cómputo.

Producto de la reagrupación de las empresas distribuidoras, a fin de poder calcular el VAD con sentido de equidad, se procede a subdividir el servicio eléctrico por cantones. Cada subregión deberá tener una base actualizada y clasificada por cantón²⁹⁶.



Figura 4.13 Ejemplo de división de región a fin de calcular el VAD

Las ciudades de Guayaquil y Quito son casos especiales y deberán ser subdivididas en subsectores con el fin de establecer una tarifa final acorde al sector donde vive cada usuario. Una posible subdivisión de estas dos ciudades es la siguiente:

²⁹⁶ Esta medida es con la finalidad de establecer una tarifa final diferenciada por cantones. Es una alternativa que va acorde con la realidad de cada sector diferenciado.

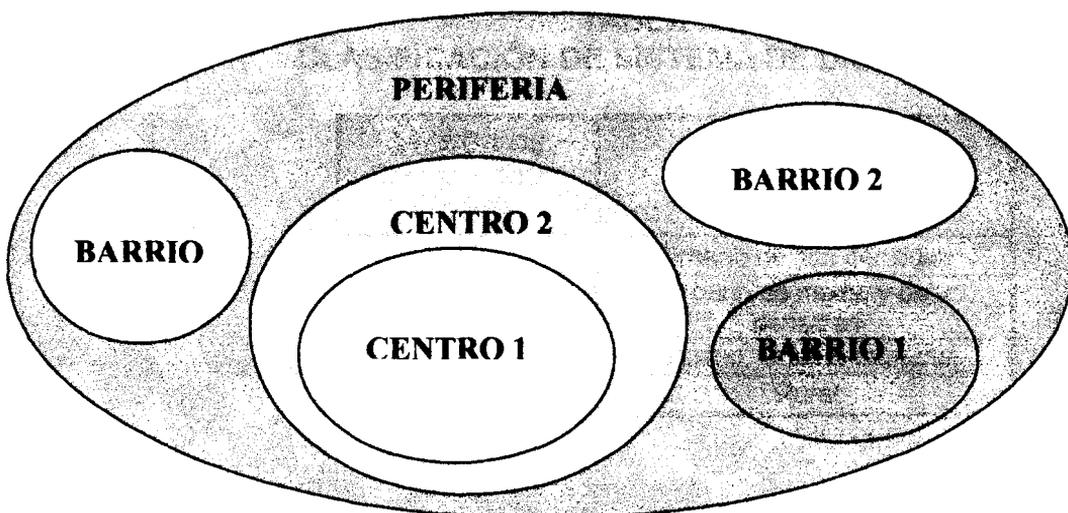


Figura 4.14 Posible división de subsectores de las ciudades de Guayaquil y Quito

La subdivisión en cantones, a fin de mantener el sentido de igualdad, debe ser de tal forma que la diferencia entre ellos no sea más allá del 10% del VAD calculado en cada sitio.

Paso siguiente es definir sectores típicos de distribución. Perú por intermedio del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía²⁹⁷ (OSINERG) en el año 2.001 estableció cuatro sectores típicos, que bien pueden ser tomados en cuenta para la realidad ecuatoriana.

²⁹⁷ Organismo peruano comparable con el CONELEC de Ecuador.

**TABLA XXIV
CLASIFICACIÓN DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

SECTOR DE DISTRIBUCIÓN TÍPICO	DESCRIPCIÓN
1	Urbano de alta densidad
2	Urbano de media y baja densidad
3	Urbano, Urbano marginal
4	Rural

Definido los sectores típicos, CONELEC debe seleccionar una empresa modelo de donde obtener indicadores que sirvan de referencia en la clasificación de las nuevas distribuidoras

La elección es primeramente en base de una empresa ecuatoriana, en lo posible, caso contrario la búsqueda es a nivel internacional de empresas eficientes y de características parecidas a las ecuatorianas.

La publicación a nivel nacional de los resultados es imprescindible para transparentar el proceso.

La clasificación de las empresas distribuidoras será en base de cuatro indicadores.



Esto permitirá determinar el tipo de servicio eléctrico que posee cada cantón. La cuantificación de cada indicador es propia y única para cada cantón.

**TABLA XXV
INDICADORES PARA CLASIFICACIÓN DE SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN**

INDICADOR	DESCRIPCIÓN
I₁	Consumo promedio anual por cliente (MWH/cliente-año)
I₂	Potencia instalada en subestaciones por KM de red de media tensión (KVA/KM MT)
I₃	Longitud de redes de baja tensión promedio por cliente de baja tensión (metrosBT/clienteBT)
I₄	Longitud de redes de media tensión y baja tensión por consumo anual (metros (MT + BT))/MWH anual)

Una vez establecido los tipos de sectores típicos de distribución y obtenidos los valores para los cuatro indicadores por cantón, se procede entonces a la clasificación del servicio eléctrico de cada cantón según el siguiente método.

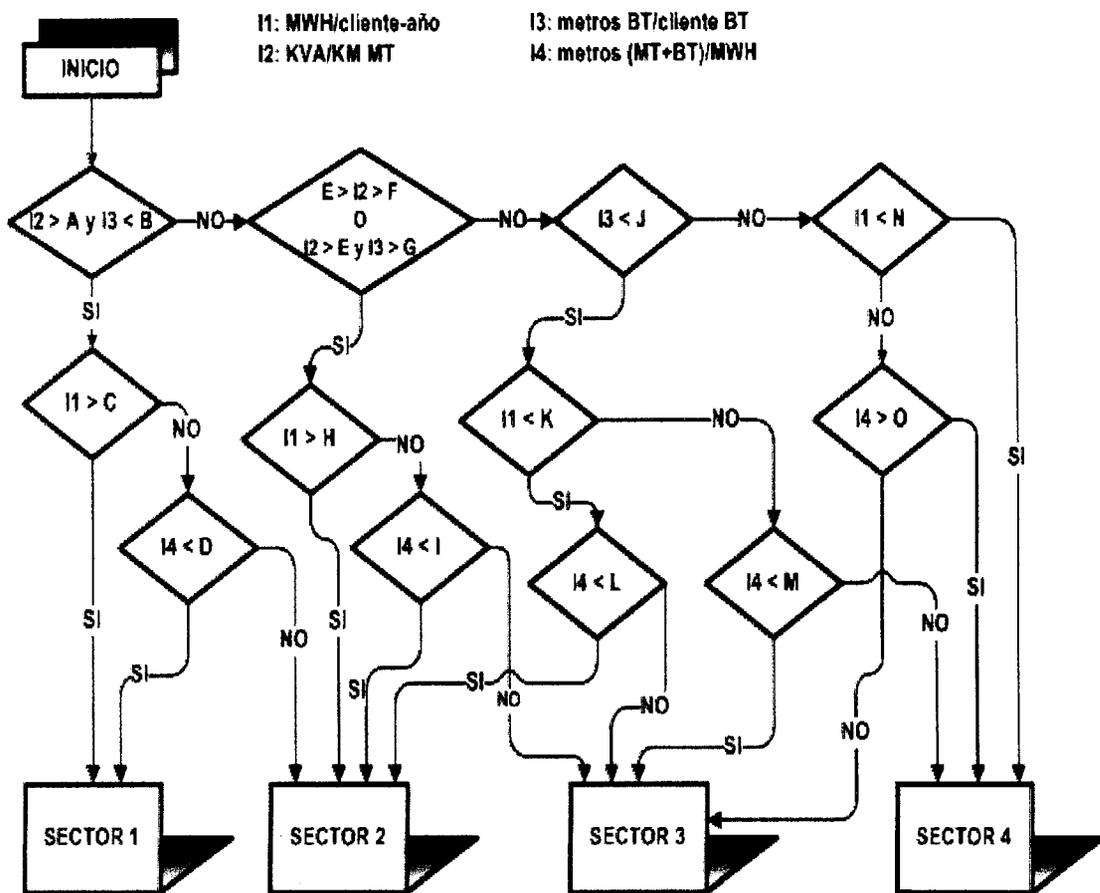


Figura 4.15 Ejemplo de cómo clasificar las empresas eléctricas en sectores típicos de distribución

Los valores de las variables utilizados en la República de Perú son mostrados en la siguiente tabla.



CIB-ESPOL

TABLA XXVI
VALORES DE VARIABLES PARA CLASIFICACIÓN DE
SECTORES
REPÚBLICA DE PERÚ

VARIABLE	VALOR
A	300
B	15
C	2,5
D	5
E	300
F	40
G	15
H	1,2
I	50
J	30
K	1
L	50
M	110
N	1
O	110

La cuantificación de las variables en Ecuador por parte del CONELEC, debe ser con especial cuidado; situaciones inadmisibles deben ser evitadas como por ejemplo, que el cantón Chilla de la provincia de El Oro sea catalogado como sector uno, dos o tres cuando éste es un sitio montañoso y con electrificación rural.

La definición por parte del Estado de un valor máximo de rentabilidad de cada cantón $Rdm(j)$, es el paso siguiente. La variable $j = 1 \dots 4$ es en función del tipo de sector, cuyo valor será menor para el sector cuatro y mayor para el sector uno.

Determinado el $VADc$ (valor agregado de distribución de cada cantón), se procede a fijar un factor de corrección el cual está íntimamente ligado al tipo de categoría que se sirve de energía eléctrica.

El factor $F(j)$ permitirá establecer una tarifa justa e incentivo a la producción para el caso de que el uso de la energía eléctrica es para la transformación de productos o simplemente para obtener lucro. El rango de valores de éste factor es entre cero y uno.

El respeto a los índices de gestión establecidos por el CONELEC es parte fundamental para el establecimiento de esta nueva forma de tarificación. Éste organismo deberá determinar el valor máximo en lo que se refiere a pérdidas de energía eléctrica.



La siguiente fórmula, para ser aplicada en el cálculo de la tarifa final, es el resultado de la aplicación de todo el proceso.

$$TF = \frac{[G1 * (1 + Rgm)] + T}{(1 - P)} + [(1 + Rdm(j)) * VADc * F(j)]$$

El factor P abarca tanto las pérdidas técnicas a nivel de generación, transmisión como de distribución.

$$P = Ptg + PtT + Ptd + Pcd$$

Donde:

Ptg : Pérdida técnica de generación y de equipos de auxiliares

PtT : Pérdida técnica de transmisión

Ptd : Pérdida técnica de distribución

Pcd : Pérdida comercial de distribución

El factor $F(j)$ depende del tipo de sector y su valor variará dependiendo del tipo de categoría de servicio de energía eléctrica. Por lo que su composición es la siguiente:

$$F(j) = f(cat) * fts(j)$$



CIB-ESPOL

Donde:

$f(cat)$: Factor de categoría ($0 < y \leq 1$)

$fts(j)$: Factor por tipo de sector ($0 < y \leq 1$)

La no contemplación de las pérdidas comerciales en el componente del $VADc$, es debido al establecimiento de mecanismos legales que permiten reducir este factor a niveles mínimos.

Al mismo tiempo, obliga a las empresas distribuidoras a mejorar y absorber los valores resultantes de la energía no facturada y no cobrada.

4.12.7 Nueva estructura tarifaria

Los usuarios serán clasificados de la siguiente forma:

- Por nivel de tensión: baja, media y alta
- Por categoría: residencial, comercial, industrial, artesanal, beneficio social, alumbrado público, general.

La categoría residencial es aquella en que los usuarios solo utilizan la energía eléctrica para necesidades básicas y de esparcimiento en sus viviendas.

La categoría comercial es aquella en donde se utiliza la energía eléctrica con fines de lucro.

La categoría industrial es donde la energía eléctrica sirve para la transformación de productos por lo que, el objetivo es el lucro de parte del usuario.

La categoría artesanal es aquella donde los usuarios acrediten título de artesano y utilicen la energía únicamente para fines de trabajo.

La categoría de beneficio social es aquella donde se utilice la energía en las siguientes instituciones:

- Hospitales
- Asilos
- Salas de velaciones
- Cárceles públicas
- Guarderías públicas
- Escuelas fiscales, municipales o fisco misionales
- Colegios fiscales
- Universidades que dependan del Estado
- Anfiteatros



CIB-ESPOL

La categoría de alumbrado público es aquella donde se utiliza la energía para el funcionamiento de luminarias que iluminan la calzada pública.

En la categoría general, se considera al resto de usuarios que no son enmarcados en las anteriores categorías, por ejemplo:

- Escenarios deportivos;
- Instituciones del Estado

- Sistema de transportación
- Templos de culto
- Municipios
- Consejos provinciales
- Bombeo de agua; etc.

4.12.8 Nuevo pliego tarifario

Establecido los cuatro sectores típicos de distribución, la rentabilidad máxima de distribución por sector, el $VADc$ por cantón y definido el factor de corrección que depende de la categoría y del sector, se procede entonces a definir los valores que componen el factor de corrección y de esta manera dejar establecido el pliego tarifario.

Las variables que se presentan a continuación tienen deberán ser definidas por el CONELEC a fin de establecer la equidad en el cobro de energía en base al modelo propuesto.

El rango de valores para n es de uno a cuatro ($n = 1 \dots 4$) y los valores de las variables que dependen de n mantienen la

siguiente relación: $(n = 1) > (n = 2) > (n = 3) > (n = 4)$ y su cuantificación está comprendida entre cero y uno.

$$0 < x_n \leq 1 \quad 0 < y_n \leq 1 \quad 0 < a_n \leq 1 \quad 0 < b_n \leq 1$$

$$0 < c_n \leq 1 \quad 0 < d_n \leq 1 \quad 0 < e_n \leq 1 \quad 0 < g_n \leq 1$$

La relación entre éstas variables es la siguiente:

$$a_n \leq b_n \leq c_n \quad a_n \leq d_n \leq b_n$$

$$e_1 \leq a_1 \quad b_n \leq g_n \leq c_n$$

La variable c_n deberá ser establecida en función de promover el desarrollo del sector industrial.

El valor de las variables x_n y y_n deberán ser establecidas por el CONELEC.

BAJA TENSIÓN

- Sector 1: Urbano de alta densidad

$$0 < fts(1) \leq x_1$$

$$0 < Rdm(1) \leq y_1$$

$$0 < f(residencial) \leq a_1$$

$$0 < f(comercial) \leq b_1$$

$$0 < f(artesanal) \leq d_1$$

$$0 < f(industrial) \leq c_1$$

$$0 < f(benf.social) \leq e_1$$

$$0 < f(general) \leq g_1$$



CIB-ESPOL

- Sector 2: Urbano de media y baja densidad

$$0 < fts(2) \leq x_2$$

$$0 < Rdm(2) \leq y_2$$

$$0 < f(residencial) \leq a_2$$

$$0 < f(\text{comercial}) \leq b_2$$

$$0 < f(\text{industrial}) \leq c_2$$

$$0 < f(\text{artesanal}) \leq d_2$$

$$0 < f(\text{benf. social}) \leq e_2$$

$$0 < f(\text{general}) \leq g_2$$

- Sector 3: Urbano, Urbano marginal



CIB-ESPOL

$$0 < fts(3) \leq x_3$$

$$0 < Rdm(3) \leq y_3$$

$$0 < f(\text{residencial}) \leq a_3$$

$$0 < f(\text{comercial}) \leq b_3$$

$$0 < f(\text{industrial}) \leq c_3$$

$$0 < f(\text{artesanal}) \leq d_3$$

$$0 < f(\text{benf. social}) \leq e_3$$

$$0 < f(\text{general}) \leq g_3$$

• Sector 4: Rural

$$0 < fts(4) \leq x_4$$

$$0 < Rdm(4) \leq y_4$$

$$0 < f(residencial) \leq a_4$$

$$0 < f(comercial) \leq b_4$$

$$0 < f(industrial) \leq c_4$$

$$0 < f(artesanal) \leq d_4$$

$$0 < f(benf.social) \leq e_4$$

$$0 < f(general) \leq g_4$$

CARGO POR DEMANDA DE POTENCIA

El incremento de la tarifa final debido al cargo por demanda de potencia es para todas las categorías y, niveles de media y alta tensión.

Éste monto está en función de la tarifa final, por lo que se utiliza un factor Fd que a su vez depende del tipo de categoría.

$$Cdp = Fd * Dc * TF$$

Donde:

Cdp = Cargo por demanda de potencia

Fd = Cargo por demanda en \$/KW contratado

Dc = Demanda contratada en KW

TF = Tarifa final

El máximo valor para la variable Fd deberá ser definido por el CONELEC. Para fines de proseguir con la aplicación de ésta metodología, el mayor valor de Fd será igual a $q_{(sector)}$.

El valor de $q_{(sector)}$ para cada una de los sectores típicos de distribución, se relaciona de la siguiente forma:

$$q_{(1)} > q_{(2)} > q_{(3)} > q_{(4)}$$

La energía eléctrica consumida en cada uno de los sectores será cuantificada de una de las dos formas siguientes: directa, indirecta.

En caso de establecer un cargo por demanda de potencia, la forma de establecer y diferenciar la variable Fd es la siguiente:

- Medición directa o indirecta en el secundario del transformador

$$Fd_{general} = q_{(sector)}$$



CIB-ESPOL

$$Fd_{residencial} = Fd_{beneficial\ social}$$

$$Fd_{residencial} \leq Fd_{artesanal} \leq Fd_{comercial} \leq Fd_{industrial} \leq Fd_{general}$$

- Medición indirecta en el primario del transformador

El factor Fd , para cada una de las categorías, es de valor menor que la correspondiente de medición directa o indirecta en el secundario del transformador. Este porcentaje de reducción será definido por el CONELEC.

MEDIA TENSION

Las tarifas, para cada categoría de cada sector típico de distribución, serán iguales a las de baja tensión.

La diferencia entre los dos niveles de tensión es que para el de media tensión se adiciona a la tarifa el cargo por demanda de potencia.

ALTA TENSION

Para este nivel de tensión solamente se tendrán tres categorías: comercial, industrial y general.

La tarifa para las tres categorías serán de menor valor que las correspondientes de media tensión. El porcentaje de reducción será definido por el CONELEC.

El valor por demanda de potencia será de un valor menor al correspondiente de cada categoría de cada uno de los sectores típicos de distribución de media tensión con medición indirecta

en el primario del transformador. El porcentaje de reducción será definido por el CONELEC.

4.12.8.1 Incentivo al consumo de energía eléctrica

Los usuarios que posean registrador de demanda horaria, tendrán un Incentivo al consumo de energía en horario nocturno desde las 22h00 hasta las 06h00 donde el valor facturado tenga un descuento de equis por ciento.

La finalidad del incentivo económico es el de mejorar el factor de carga de la empresa distribuidora.

4.12.8.2 Alumbrado público

La tarifa de la categoría alumbrado público queda establecida por la nueva forma de tarificarlo, expresado en el punto 4.12.3 de este capítulo.

4.12.8.3 Otros valores

Los recargos o valores impuestos a la planilla eléctrica tales como recolección de basura, bomberos, seguro eléctrico, etc., quedan a criterio del CONELEC.

Éste organismo deberá decidir si establece la regulación de esos valores, determinando un máximo para que el total no supere posiblemente el 15% del total facturado y no cerca del 30% actual.

4.12.8.4 Costo de comercialización



CIB-ESPOL

El costo de comercialización no es tomado en cuenta en la tarifa final porque es un servicio que la empresa debe suministrar eficiente y de forma oportuna a los usuarios.

El costo que representa la comercialización se encuentra incluido en el cálculo del $VADc$ por intermedio de la componente CO (costo de operación de la empresa distribuidora en el cantón de referencia).

CONCLUSIONES

1. Ecuador requiere urgentes reformas estructurales frente a los procesos de la era de globalización y para recuperar los retrasos en su desarrollo.
2. El Sector Eléctrico actualmente tiene problemas de todo orden pero los más destacados y de urgente solución son los problemas estructurales del mercado. La pronta solución permitirá tener agentes eficientes y competitivos en toda la cadena de valor del sector.
3. El mercado de energía que actualmente existe es del orden de 400 millones de dólares de facturación y 100 millones de dólares de pérdidas.
4. La forma de operar del MEM no es aplicable bajo el concepto de beneficio al sector eléctrico debido a la presencia de plantas generadoras no eficientes que participan en el actual esquema.
5. El esquema de costo marginal fracasa ante la participación de generadoras no eficientes que encarecen el precio de generación.



CIB-ESPOL

6. La remuneración de potencia disponible no debe ser aplicada en el caso de generadores de empresas que cogeneran, ejemplo el ingenio San Carlos genera 18MW con biomasa y el excedente lo puede vender al SNI.
7. La energía que entrega Colombia al Ecuador es del orden del 25%, cantidad relativamente alta además, el Ecuador está dolarizado y el pago por esa compra de energía afecta la balanza de pagos y la dolarización, debido que Ecuador no imprime dinero.
8. La rentabilidad social de una empresa eléctrica es el equilibrio óptimo entre las demandas del entorno social, la calidad del servicio y el beneficio empresarial.
9. La única fuente de recursos para la prestación del servicio eléctrico se halla en dos puntos: impuestos y tarifas, por lo tanto se debe analizar la región donde opera la empresa y el tipo de habitante que se sirve del servicio y asegurar de esta forma un equilibrio adecuado entre precio justo y capacidad de pago por parte del usuario.

10. La política aunque no es un elemento necesariamente técnico pero que es real, es considerada como un componente adicional en la definición de las tarifas.
11. Las empresas distribuidoras que han mostrado un grado de incumplimiento en los pagos del MEM, deberán presentar al CENACE algún tipo de garantía y de cobro inmediato firmados por el Presidente, el Gerente y los Administradores de la Empresa de Distribución. La acción anterior permite que se comprometan las empresas a ser responsables de la deuda en forma solidaria, personal y pecuniaria. El CENACE no estará obligado a despachar la energía a las empresas que no presenten la garantía.
12. La aplicación de la propuesta hará que al sector eléctrico se le proporcione un régimen financiero de precios con ecuación de tarifa estable para distribuidores, que fomente los pagos a aquellos que han hecho compromisos financieros con el mercado.
13. El Estado debe proporcionar los incentivos suficientes para fomentar el desarrollo de nuevas instalaciones eficientes a costos bajos y razonables, proporcionando el bienestar social del Ecuador en el área eléctrica.



CIB-ESPOL

14. El Estado debe proporcionar la utilización eficiente y confiable de los recursos naturales y de capital existentes respetando las características técnicas del sistema eléctrico y el contexto legal.
15. Los compradores no encuentran estímulos para comprar a largo plazo bajo la estructura del mercado spot. En la estructura actual se utiliza el costo para simular el comportamiento del mercado, pero son los precios del mercado los que constituyen la base sobre la cual los actores toman sus decisiones.
16. Los inversionistas en generación requieren señales de precio a largo plazo para la toma de decisiones sobre inversión y permitir una asignación efectiva de recursos en el tiempo con los precios antes que con los costos.
17. El anonimato es dañino y debe ser evitado por ejemplo, en los periódicos cuando se publica algo, no se pone el nombre del responsable.
18. Ninguna empresa podrá tener más del 25% de la actividad de comercialización a fin de evitar monopolios. El porcentaje límite es

calculado como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el SNI y las ventas totales de energía a usuarios finales en el SNI medidas en KWH.

19. La reforma a la Ley de Régimen Eléctrico es indispensable para normalizar todos los aspectos de la propuesta, especialmente a la recuperación de cartera vencida de las distribuidoras.



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

RECOMENDACIONES

1. La voluntad política debe existir junto el deseo del bien común para que la transformación del sector eléctrico sea una realidad.
2. El Estado debe emprender campañas continuas de educación de la población porque la pérdida de valores junto con la falta de educación, han permitido que la corrupción y el favoritismo hacia ciertos criterios, en desmedro del bien común, hayan hecho que el sector eléctrico se encuentre al borde del descalabro. Cada año se incrementa la demanda entre 150 a 200 MW y el incumplimiento del plan de electrificación hace que los jefes tomen solamente medidas paliativas.
3. La aplicación de una tarifa diferenciada por regiones y situación climática, adicional a la propuesta de ésta tesis sería conveniente hasta que se estabilice el sector eléctrico. Esto quiere decir que habría una tarifa para el verano y otra para el invierno diferenciando entre costa y sierra.
4. La retención en bancos de un porcentaje de la recaudación de las empresas eléctricas hará que éstas mejoren en el proceso de facturación y recaudación. Lo anterior solo es válido hasta que las

distribuidoras muestren señales de recuperación y de estabilidad económica. La aplicación de ésta recomendación hará que se gaste el dinero de mejor forma reduciendo los gastos en burocracia innecesaria y en cosas suntuarias.

5. Es recomendable la creación y aprobación de un proyecto de Ley que sirva para limitar los beneficios de los contratos colectivos que no estén acordes a la realidad nacional.
6. La Ley debe ser cumplida y para esto debe ser reformada para que no existan trabas jurídicas o que se preste a interpretaciones equivocadas.
7. Las empresas distribuidoras deben desarrollar nuevos métodos eficientes para la recuperación de la cartera vencida hasta que la LRSE sea reformada y permita el uso de nuevas formas de cobro a los usuarios morosos.
8. La propaganda de 4 o 5 usuarios importantes penalizados enérgicamente permitirá que los demás mediten antes de usufructuar ilícitamente de la energía eléctrica.

9. Las distribuidoras deberían publicar la lista de todos los morosos y ofrecer una recompensa a las personas que denuncien el robo o hurto de la energía.
10. El concepto de energía debe ser claro y explícito para que no exista conflicto entre los aspectos económicos y de seguridad nacional.
11. La LRSE debe definir claramente las circunstancias que permitan al Estado declarar al sector eléctrico en emergencia.
12. La población ecuatoriana debe enterarse de las actuales conquistas que poseen los comités de todas las distribuidoras a fin de que se conozca la realidad sobre los beneficios de los trabajadores eléctricos.
13. Cada día son más los elementos a ser considerados en los análisis tarifarios y se debe realizar este trabajo en forma consciente e inteligente porque por ejemplo, los bancos internacionales están limitando el crédito para inversiones del tipo eléctrico y el interés a nivel mundial por parte del sector privado en querer participar en la prestación del servicio eléctrico.

14. Los mini proyectos hidroeléctricos deben tener las facilidades del caso en su realización. La promoción de los mismos debe ser realizada para despertar el interés de los inversionistas.
15. Los Municipios y Consejos Provinciales deben en lo posible seguir siendo accionistas de las empresas distribuidoras para que obtengan recursos cuando el sector se normalice.
16. Los profesionales en el área eléctrica deben junto con las universidades participar activamente en la propuesta de alternativas de solución para la crisis que actualmente aqueja al sector eléctrico.
17. La empresa privada en caso de estar ansiosa en invertir, debe hacerlo en los proyectos de generación eléctrica. De esta forma demostrarían su eficacia y tendrían la oportunidad de ofertar a precios más bajos que los actuales.

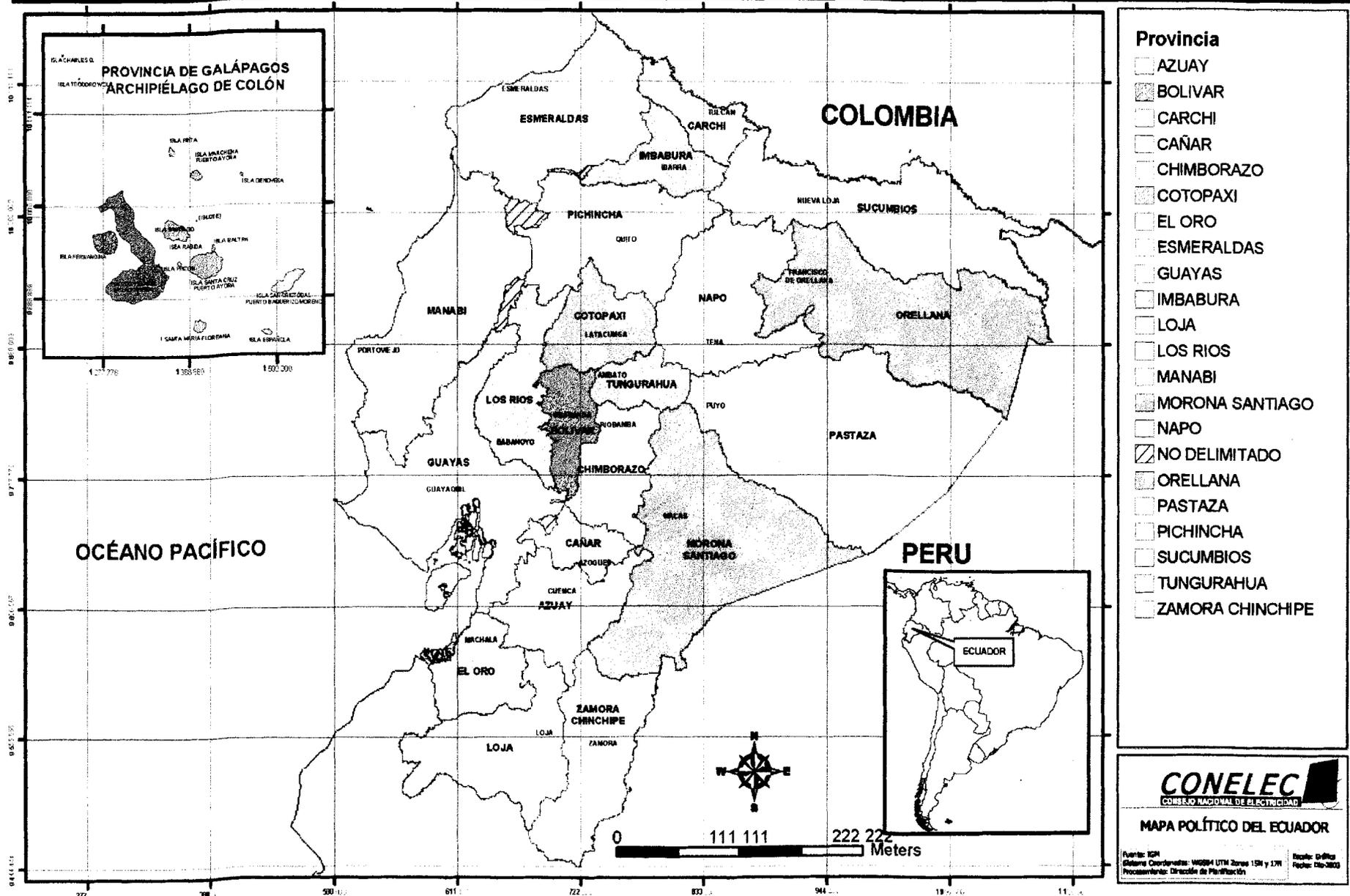


CIB-ESPOL

ANEXO A

DIVISIÓN POLÍTICA DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR

DIVISIÓN POLÍTICA DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR



CONELEC
CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

MAPA POLÍTICO DEL ECUADOR

Fonte: IGH
Sistema Coordenado: WGS84 UTM Zona 18N y 17N
Procesamiento: Dirección de Planificación

Mapa: 01/01
Fecha: 01-2003

ANEXO B

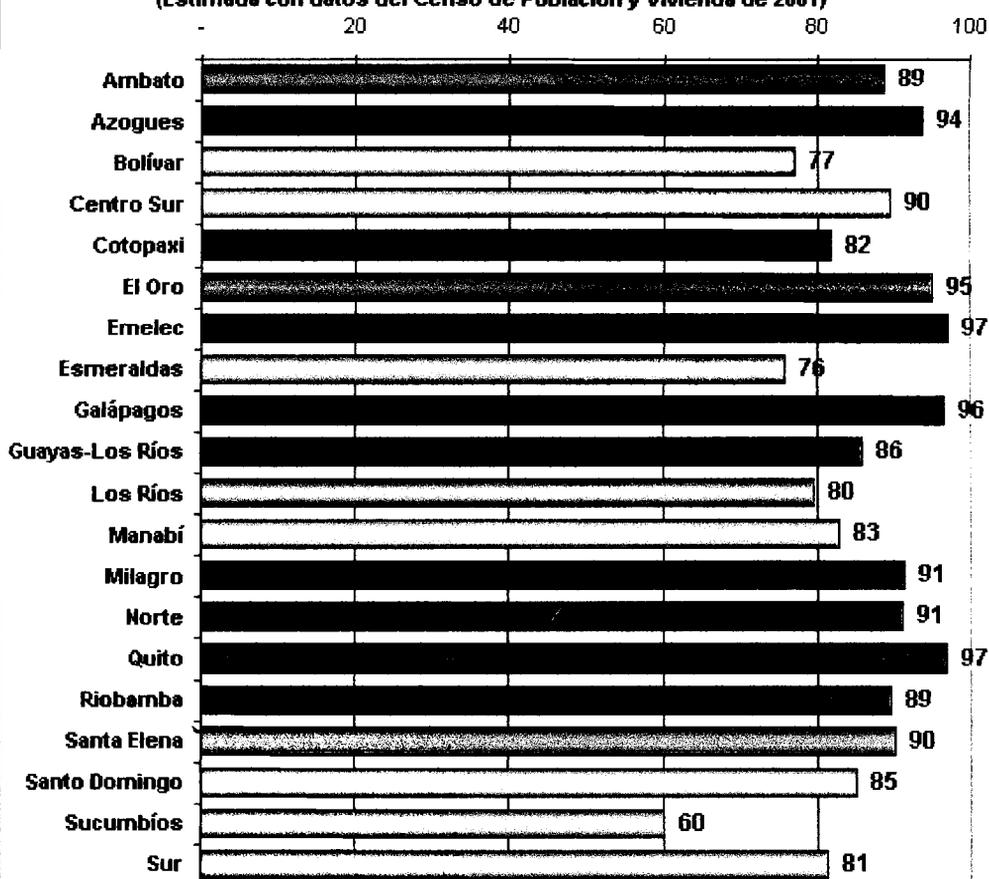
COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO POR EMPRESA DISTRIBUIDORA



CIB-ESPOL

COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (%)

(Estimada con datos del Censo de Población y Vivienda de 2001)



ANEXO C

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR



CIB-ESPOL

ANEXO D

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

SUBESTACIONES PRINCIPALES DE ENTREGA DEL SNT

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (SNT y OTRAS) (Dic-2000)

DESDE:	HASTA:	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Número Circuitos	Conductor ACSR (MCM)	Límite Térmico (MVA) (1)
Sta. Rosa	Sto. Domingo	230	77,6	2	1113	342
Sto. Domingo	Quevedo (2)	230	107,6	2	1113	353
Quevedo	Pascuales	230	144,4	2	1113	353
Paute	Milagro	230	135,7	2	1113	342
Milagro	Pascuales (3)	230	52,7	2	1113	353
Paute	Totoras (4)	230	201,0	2	1113	342
Paute	Riobamba (4)	230	(163,0)	-	-	-
Riobamba	Totoras (4)	230	(38,0)	-	-	-
Totoras	Sta. Rosa	230	105,0	2	1113	342
Paute	Pascuales	230	188,4	2	1113	342
Pascuales	Trinitaria (5)	230	28,3	2	1113	353
LONGITUD TOTAL LT 230 kV			1 040,7			
Pucará	Ambato	138	27,7	1	477	112
Pucará	Mulaló	138	35,0	1	477	112
Mulaló	Vicentina	138	74,0	1	477	112
Vicentina	Guangopolo	138	7,0	1	477	112
Vicentina	Ibarra	138	80,2	1	477	112
Pascuales	Salitral (6)	138	17,0	2	477	126
Sta. Rosa	Vicentina	138	18,5	1	477	112
Quevedo	Marcel Laniado (7)	138	43,2	2	397,5	113
Marcel Laniado	Portoviejo (7)	138	91,2	2	397,5	113
Sto. Domingo	Esmeraldas	138	154,3	2	397,5	113
Paute	Cuenca	138	67,1	2	397,5	99
Milagro	Babahoyo	138	47,0	1	397,5	113
Cuenca	Loja	138	135,0	1	397,5	99
Pascuales	Las Juntas (8)	138	45,7	2	397,5	113
Las Juntas	Sta. Elena	138	62,0	1	397,5	113
Las Juntas	Posorja	138	53,0	1	397,5	113
Electroquil	Estructura 56 (9)	138	13,8	2	397,5	113
Milagro	Machala	138	133,7	2	397,5	113
Totoras	Agoyán	138	33,0	2	636	133
Totoras	Ambato	138	7,0	1	397,5	99
Pascuales	Policentro	138	16,0	2	477	126
Ibarra	Tulcán	138	67,0	1	477	115
Tulcán	Frontera (10)	138	7,0	1	477	115
Puyo	Tena (11)	138	66,5	1	266,8	89
Cuenca	Gualaceo (12)	138	20,8	1	266,8	89
Gualaceo	Limón (12)	138	37,7	1	266,8	89
Recuperadora	El Carmen (13)	138	31,6	1	397,5	99
El Carmen	Sta. Rosa (13)	138	31,6	1	397,5	99
LONGITUD TOTAL LT 138 kV			1 423,6			

NOTAS:

- (1) El límite térmico es por circuito y por características electromecánicas de la línea
- (2) Opera solo un circuito. La posición del otro se usaba para la generación de Ecuapower hasta febrero de 2001
- (3) Un circuito opera a 138 kV para servir a Los Ríos por sobrecarga S/E Milagro, hasta junio de 2001
- (4) Un circuito de la línea Paute - Riobamba - Totoras, se secciona en Riobamba
- (5) Un circuito operaba a 69 kV y el otro a 138 kV, por daño de Transformador Trinitaria. En el 2001 operan a 230 kV y 138 kV
- (6) Opera solo un circuito. La posición del otro se usaba para la línea Milagro-Pascuales (nota 3) hasta junio de 2001
- (7) Se abrió línea Quevedo-Portoviejo para que opere la central Marcel Laniado (Daule Peripa)
Los tramos de entrada y salida a la central (13,7 km c/u) son de propiedad de Hidronación
- (8) Las Juntas no es S/E sino solo un punto en que la línea de 2 circuitos se abre en dos.
- (9) Propiedad de Electroquil. Se conecta a una terna de la LT Pascuales - Las Juntas
- (10) Para transferir energía de S/E Panamericana, Colombia, se aísla del SNI parte del sistema de E.E. Norte. 10 km de línea están en lado colombiano
- (11) Opera a 69 kV, desde la línea Ambato -Baños, aislada para 138 kV, de la E.E. Ambato
- (12) Línea Cuenca-Gualaceo-Plan de Milagro opera a 69 kV. Plan de Milagro-Limón es de 69 kV
- (13) Propiedad de EMAAP-Q

SUBESTACIONES PRINCIPALES DE ENTREGA DEL S.N.T.

(Dic-2000)

SUBESTACIÓN	No. Transf.	TIPO	RELACION DE TRANSFORM.	Capacidad (MVA)				LTC
				OA	FA	FOA	Terciario	
Pascuales	3+1	AUTO-1f	230/138/13,8	225	300	375	60/80/100	No
Quevedo	3+1	AUTO-1f	230/138/13,8	100	133	167	27/36/45	No
Sta. Rosa	3+1	AUTO-1f	230/138/13,8	225	300	375	60/80/100	No
Sto. Domingo	3	AUTO-1f	230/138/13,8	100	133	167	27/36/45	No
Milagro (b)	3+1	AUTO-1f	230/69/13,8	100	133	167	33/39/45	No
Totoras	3+1	AUTO-1f	230/138/13,8	60	80	100	20/27/33	No
Riobamba	3	AUTO-1f	230/69/13,8	60	80	100	20/27/33	Si
Trinitaria (c)	3	AUTO-1f	230/138/13,8	225	300	375	60/80/100	No
Total S/E 230 / 138 kV				1 095	1 459	1 826		
Vicentina	1	TRAF-3f	138/46/13,8	33	44	44	11/14	No
Vicentina	1	TRAF-3f	138/46/13,8	33	44	44	11/14	No
Ambato	1	AUTO-3f	138/69/13,8	33	44	44	11/14	No
Ibarra	1	TRAF-3f	138/34,5/13,8	30	40	50	10	Si
Salitral (d)	3+1	AUTO-1f	138/69/13,8	90	120	150	30	No
Sta. Rosa (e)	1	TRAF-3f	138/46/13,8	45	60	75	15/20/25	Si
Sta. Rosa (Móvil) (e)	1	TRAF-3f	138/69/46	30	30	30	-	No
Esmeraldas	1	AUTO-3f	138/69/13,8	45	60	75	15/20/25	Si
Portoviejo	1	AUTO-3f	138/69/13,8	45	60	75	15/20/25	Si
Portoviejo	1	AUTO-3f	138/69/13,8	45	60	75	15/20/25	Si
Quevedo -1 (a)	1	TRAF-3f	138/69/13,8	20	27	33	20	Si
Quevedo -2	1	AUTO-3f	138/69/13,8	20	27	33	20	Si
Sto. Domingo	3	AUTO-1f	138/69/13,8	60	80	100	16/22/27	No
Cuenca	3+1	AUTO-1f	138/69/13,8	60	80	100	16/22/27	No
Pascuales	3+1	AUTO-1f	138/69/13,8	200	224		-	Si
Totoras	3	AUTO-1f	138/69/13,8	60	80	100	20/27/33	No
Loja	1	AUTO-3f	138/69/13,8	40	53	66	14/18/22	Si
Machala	3	AUTO-1f	138/69/13,8	60	80	100	20/27/33	Si
Milagro (b)	3	AUTO-1f	138/69/13,8	60	80	100	20/27/33	Si
Posorja	1	AUTO-3f	138/69/13,8	20	27	33	7/9/11	Si
Sta. Elena	1	AUTO-3f	138/69/13,8	40	53	66	14/18/22	Si
Policentro	3	AUTO-1f	138/69/13,8	90	120	150	30/40/50	Si
Ibarra	1	AUTO-3f	138/69/13,8	20	27	33	7/9/11	Si
Babahoyo	1	AUTO-3f	138/69/13,8	40	53	66	14/18/22	Si
Mulaló	1	AUTO-3f	138/69/13,8	40	53	66	14/18/22	Si
Tulcán	1	AUTO-3f	138/69/13,8	20	27	33	7/9/11	Si
Trinitaria	3+1	AUTO-1f	138/69/13,8	90	120	150	30/40/50	Si
TOTAL S/E 138 /69 o /46 o /34,5 kV				1 369	1 773	1 891		

NOTAS:

-Todos los transformadores y bancos tienen conexión YYd

a) Es equipo de reserva para todo el S.N.T., por lo que debe reponérselo

b) Sobrecargados. Para aliviar carga se estaba transmitiendo a Los Rios desde Pascuales. En junio de 2001 se instala transformador trifásico 230/138 kV y se solucionan las restricciones

c) Cambiado en el 2000 por equipo de 225 MVA

d) Sobrecarga en condiciones de alta o baja generación en Paute. Se instala banco 138/69 kV y 150 MVA en septiembre de 2001

e) Por sobrecarga estaba operando S/E móvil en forma permanente. Se instala transformador trifásico 138/46 kV y 75 MVA en septiembre 2001 y S/E móvil se reubica en S/E Ibarra

ANEXO E

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO EN EL AÑO 2.003



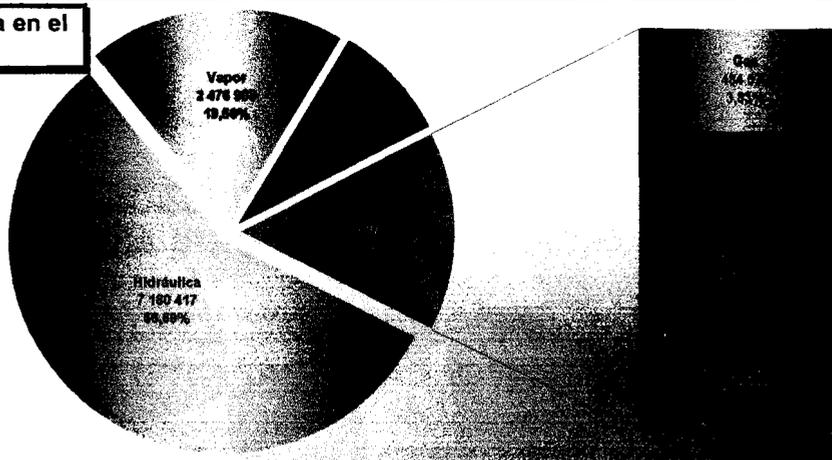
CIB-ESPOL

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO EN EL AÑO 2003

Energía Eléctrica producida e importada.

Empresa	Energía Bruta		Energía entregada al MEM	
	MWh	%	MWh	%
Generadoras	10.389.776	82,03	10.158.084	84,77
Distribuidoras	745.461	5,89	632.967	5,28
Autoproducción	410.895	3,24	73.131	0,61
Importación	1.119.609	8,84	1.119.609	9,34
TOTAL	12.665.741	100,00	11.983.791	100,00

Energía Bruta Total Producida en el Año 2003 (MWh)



ICI: Motor de Combustión Interna

Potencia de generación a diciembre de 2003

Empresa	Instalada		Efectiva	
	MW	%	MW	%
Generadoras	2.916	77,44%	2.856	80,66%
Distribuidoras	415	11,01%	311	8,80%
Autoproducción	145	3,85%	134	3,77%
Importación	290	7,70%	240	6,78%
TOTAL	3.765	100,00%	3.541	100,00%

Se incluye centrales de Autoproducción Agip, OCP y Petroproducción

Promedio de Clientes, Energía Eléctrica facturada, Valor facturado y Precios Medios a Clientes Regulados de Empresas Distribuidoras.

Sector	Promedio anual de clientes		Energía Eléctrica Facturada		Valor Facturado por suministro eléctrico		Precio Medio
	(#)	(%)	(kWh)	(%)	(US\$)	(%)	(US\$ €/kWh)
Residenciales	2.398.885	87,35%	3.269.645.063	39,10%	309.164.588	41,23%	9,46
Comerciales	274.232	9,99%	1.674.399.435	20,02%	143.943.229	19,19%	8,60
Industriales	34.772	1,27%	1.931.219.944	23,09%	154.301.837	20,58%	7,99
Público	353	0,01%	675.044.537	8,07%	75.847.917	10,11%	11,24
Otros	37.927	1,38%	811.998.596	9,71%	66.666.611	8,89%	8,21
TOTAL	2.746.168	100,00%	8.362.307.575	100,00%	749.924.182	100,00%	8,97

Clientes, Energía Eléctrica facturada, Valor facturado y Precios Medios a Clientes No Regulados.

Clientes			Energía Eléctrica Facturada		Valor Facturado por suministro eléctrico		Precio Medio
Sector	(#)	(%)	(kWh)	(%)	(US\$)	(%)	(US\$ €/kWh)
E. Distribuidora	3	7,14%	40.965.610	5,49%	3.197.669	6,96%	7,81
Gran Consumidor de E.E.	5	11,90%	104.543.001	14,02%	6.716.438	14,62%	6,42
Distribuidora	30	71,43%	533.053.795	71,47%	33.520.207	72,97%	6,29
Gran Consumidor MEM	3	7,14%	91.436	0,01%	13.334	0,03%	14,58
Importación Perú	1	2,38%	67.202.748	9,01%	2.490.698	5,42%	3,71
TOTAL	42	100,00%	745.856.590	100,00%	45.938.346	100,00%	6,16

E. Distribuidora: Venta de energía de una empresa distribuidora a otra, para atender poblaciones en su área de concesión.

Gran Consumidor de E.E. Distribuidora: Guapán de E.E. Azogues, Cartopel y Graiman de Centro Sur, y, Cedal y Rocacem de Cotopaxi.

EM -> Mercado Eléctrico Mayorista

ANEXO F

ENERGÍA DISPONIBLE Y POTENCIA (CAPACIDAD) EN EL SIN

**ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DISPONIBLE – HIDROLOGÍA
MEDIA (PROBABILIDAD 50% ANUAL)**

**ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DISPONIBLE – HIDROLOGÍA
SECA (PROBABILIDAD 90% MENSUAL)**

ENERGÍA TERMOELÉCTRICA DISPONIBLE



CIB-ESPOL

ENERGIA DISPONIBLE Y POTENCIA (CAPACIDAD) EN EL SNI

CON DISPONIBILIDAD TOTAL DE CENTRALES (Servicio público, No Autogeneradores)

ENERGIA (GWh) CON HIDROLOGIA MEDIA (Probabilidad 50% anual)

Tipo de central	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Hidráulica	437,1	454,3	607,1	734,1	744,5	778,5	795,6	724,1	586,4	529,6	474,5	472,6	7 338,4
Termoeléctrica	628,8	605,2	592,1	565,8	530,9	512,2	486,2	530,6	544,9	584,8	633,0	647,4	6 861,8
Térmica Gas	256,0	264,5	275,7	261,9	255,4	243,2	246,6	222,0	242,7	266,8	265,7	270,4	3 071,0
Térmica MCI	64,7	62,4	69,9	65,3	59,8	60,3	54,8	62,1	63,7	71,5	69,1	68,9	772,5
Térmica Vapor	308,1	278,3	246,5	238,5	215,7	208,7	184,9	246,5	238,5	246,5	298,1	308,1	3 018,3
Total S.N.I.	1 065,9	1 059,5	1 199,2	1 299,9	1 275,4	1 290,6	1 281,6	1 254,7	1 131,4	1 114,4	1 107,4	1 120,9	14 200,2

ENERGIA (GWh) CON HIDROLOGIA SECA (Probabilidad 90% mensual)

Tipo de central	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Hidráulica	297,1	297,8	405,8	532,0	495,2	547,7	693,5	503,1	401,4	398,8	349,0	334,7	5 256,2
Termoeléctrica	628,8	605,2	592,1	565,8	530,9	512,2	486,2	530,6	544,9	584,8	633,0	647,4	6 861,8
Térmica Gas	256,0	264,5	275,7	261,9	255,4	243,2	246,6	222,0	242,7	266,8	265,7	270,4	3 071,0
Térmica MCI	64,7	62,4	69,9	65,3	59,8	60,3	54,8	62,1	63,7	71,5	69,1	68,9	772,5
Térmica Vapor	308,1	278,3	246,5	238,5	215,7	208,7	184,9	246,5	238,5	246,5	298,1	308,1	3 018,3
Total S.N.I.	925,9	903,0	1 097,8	1 097,8	1 026,1	1 059,9	1 179,8	1 033,7	946,3	982,3	981,9	982,1	12 116,0

ENERGIA CON HIDROLOGIA SECA Y SIN CENTRAL TERMICA MAYOR (Trinitaria 133 MW)

Tipo de central	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Hidráulica	297,1	297,8	405,8	532,0	495,2	547,7	693,5	503,1	401,4	398,8	349,0	334,7	5 256,2
Termoeléctrica	534,6	520,1	516,7	492,9	465,0	448,4	429,7	455,3	472,0	509,4	541,8	553,2	5 939,2
Total S.N.I.	831,7	817,9	922,6	1 024,9	960,2	996,1	1 123,3	958,4	873,4	808,2	890,8	887,9	11 195,4

CAPACIDAD DE GENERACIÓN A DIC-00 (MW)

Tipo de central	KW Nom.	KW Efec.
Hidráulica	1 704,4	1 691,5
Termoeléctrica	1 455,0	1 159,8
Térmica Gas	671,1	495,8
Térmica MCI	309,4	224,0
Térmica Vapor	474,5	440,0
Total S.N.I.	3 169,4	2 851,3



DISPONIBILIDAD MENSUAL DE ENERGIA - SITUACIÓN ACTUAL

**ENERGÍA HIDROELECTRICA DISPONIBLE (GWh)
HIDROLOGÍA MEDIA (Probab. 50 % anual)
CENTRALES (Servicio público al S.N.I.)**

EMPRESA	Central	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ambato	Miraflores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Ambato	Península	0,3	0,3	0,8	1,0	1,4	1,4	1,4	0,9	0,8	0,8	0,4	0,4	9,9
Bolívar	Chimbo	0,4	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4	0,6	0,3	6,2
Cotopaxi	El Estado	0,5	0,4	0,5	0,7	0,3	0,7	0,8	0,8	0,9	0,7	0,7	0,7	7,8
Cotopaxi	Illuchi 1	1,2	1,1	1,1	1,0	1,1	1,7	1,9	1,3	1,1	1,1	1,0	0,7	14,4
Cotopaxi	Illuchi 2	0,9	1,3	1,4	1,4	1,5	2,2	2,5	1,7	1,4	1,4	1,3	0,9	17,8
Elecausto	Coyocotr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Elecausto	Saucay 1-2	7,8	7,3	10,3	8,1	9,8	9,8	13,2	9,2	6,9	5,2	8,3	5,1	100,8
Elecausto	Saymirin 1-2	1,8	3,1	3,5	2,5	2,8	3,8	2,5	3,4	3,5	4,3	1,7	3,5	36,5
Elecausto	Saymirin 3-4	2,2	3,8	4,4	3,2	3,5	4,7	3,2	3,4	3,5	4,3	2,1	4,4	42,8
Elecausto	Sumblid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
EMAAP-Q	Papallacta	3,6	3,5	5,2	5,8	8	7,7	6,8	8,4	6,3	4,3	1	1,6	62,2
EMAAP-Q	El Carmen	5,3	4,8	5,3	5,1	5,3	5,8	5,8	5,8	5,6	5,3	5,1	5,3	64,5
HCJB	Papallacta	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	7,6
Hidroagoyán	Agoyán	64,2	62,7	81,2	85,3	88,3	88,35	92,25	81,49	77,52	70,39	68,31	63,09	923,1
Hidronación	M. Laniado	56,9	44,6	49,5	58,2	52,9	32,7	19,2	15,9	14,9	16,7	35,5	31,9	428,9
Hidropaute	Molino A-B-C	232,1	264,2	381,4	500,4	511,7	570,4	593,9	527,1	405,5	357,9	272,7	268,7	4 886,0
Hidropucará	Pisayambo	11,9	10,7	7,5	5,7	2,1	2,2	9,0	26,0	19,8	14,2	30,9	41,7	181,7
Norte	Ambi	4,0	3,1	3,0	1,1	1,8	1,3	2,1	2,0	3,9	4,6	3,2	2,6	32,7
Norte	Atuntaqui	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2	1,8
Norte	Cotacachi	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	2,5
Norte	Espejo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte	La Playa	0,5	0,5	0,5	0,8	0,7	0,7	0,6	0,7	0,5	0,6	0,6	0,6	7,3
Norte	Otavaló 1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte	Otavaló 2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	1,8
Norte	San Gabriel	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,7
Norte	S. Miguel Car	0,7	0,7	0,7	1,2	1,4	1,4	1,0	1,0	0,7	0,8	1,3	1,4	12,3
Quito	Cumbayá	12,9	12,5	14,9	15,4	15,2	12,1	10,3	8,9	8,3	9,8	11,3	11,6	143,1
Quito	Guangopolo	9,8	9,5	11,3	11,7	11,5	9,2	7,8	6,7	6,3	7,4	8,6	8,8	108,5
Quito	Los Chillos	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	6,4
Quito	Nayón	9,6	9,3	11,1	11,5	11,3	9,0	7,7	6,6	6,1	7,2	8,4	8,6	106,2
Quito	Pasochoa	1,4	1,4	1,7	1,7	1,7	1,4	1,2	1,0	0,9	1,1	1,3	1,3	16,1
Riobamba	Alao	4,5	4,5	5,7	6,0	5,9	6,0	6,4	6,1	6,4	6,2	5,6	4,9	68,3
Riobamba	Cordovéz	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	3,7
Riobamba	Nizag	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	1,7
Riobamba	Río Blanco	1,3	1,3	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,7	1,8	1,7	1,6	1,4	19,3
Sur	C.Mora (S.Fco)	1,3	1,1	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,4	1,1	1,2	16,0
TOTAL		437	454	607	734	744	778	796	724	586	530	474	473	7 338

ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DISPONIBLE (GWh)
HIDROLOGÍA SECA (Probab. 90 % mensual)
CENTRALES (Servicio público S.N.I.)

EMPRESA	CENTRAL	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ambato	Miraflores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Ambato	Península	0,2	0,2	0,6	0,8	0,9	0,9	0,9	0,6	0,5	0,5	0,3	0,2	6,6
Bolívar	Chimbo	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,5	0,3	5,0
Cotopaxi	El Estado	0,5	0,4	0,5	0,6	0,3	0,6	0,7	0,7	0,8	0,6	0,7	0,6	6,9
Cotopaxi	Illuchi 1	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	1,5	1,7	1,2	1,0	1,0	0,9	0,6	12,8
Cotopaxi	Illuchi 2	0,8	1,2	1,2	1,2	1,3	2,0	2,2	1,5	1,2	1,2	1,1	0,8	15,8
Elecaustro	Coyocor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elecaustro	Saucay 1-2	7,9	6,3	9,1	5,7	7,0	7,0	9,4	6,5	4,9	3,7	5,9	3,6	76,8
Elecaustro	Saymirin 1-2	1,8	2,6	3,1	1,8	2,0	2,7	1,8	2,4	2,5	3,0	1,2	2,5	27,5
Elecaustro	Saymirin 3-4	2,3	3,3	3,9	2,3	2,5	3,3	2,3	2,4	2,5	3,0	1,5	3,1	32,4
Elecaustro	Sumblid	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EMAAP-Q	Papallacta	2,5	2,5	3,6	4,1	5,6	5,4	4,8	5,9	4,4	3,0	0,7	1,1	43,5
EMAAP-Q	El Carmen	3,7	3,4	3,7	3,6	3,7	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	3,6	3,7	45,2
HCJB	Papallacta	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	5,3
Hidroagoyán	Agoyán	50,3	54,0	67,7	70,1	76,3	86,2	90,8	80,2	61,3	58,8	58,3	55,3	809,4
Hidronación	M. Laniado	38,5	42,3	49,5	52,8	52,9	32,7	19,2	15,9	14,9	16,7	35,5	31,1	401,9
Hidropaute	Molino A-B-C	139,1	134,1	214,6	338,5	292,3	361,0	511,4	341,3	262,2	233,8	177,3	177,9	3 183,6
Hidropucarà	Pisayambo	7,5	6,8	0,0	1,8	1,5	2,3	7,5	7,4	8,2	32,8	25,2	17,9	118,9
Norte	Ambi	2,2	2,6	2,5	0,9	1,5	1,1	1,8	1,6	3,2	3,9	2,7	2,2	26,3
Norte	Atuntaqui	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	1,5
Norte	Cotacachi	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	2,1
Norte	Espejo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte	La Playa	0,4	0,4	0,4	0,7	0,6	0,5	0,5	0,6	0,4	0,5	0,5	0,5	6,1
Norte	Otavaló 1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte	Otavaló 2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,2
Norte	San Gabriel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Norte	S. Miguel Car	0,6	0,6	0,6	1,0	1,2	1,2	0,9	0,9	0,6	0,7	1,1	1,2	10,3
Quito	Cumbayá	11,4	10,9	12,9	13,4	13,2	9,7	9,0	7,7	7,2	8,5	9,1	9,2	122,2
Quito	Guangopolo	8,7	8,3	9,8	10,2	10,0	7,3	6,8	5,8	5,5	6,4	6,9	7,0	92,7
Quito	Los Chillos	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	5,5
Quito	Nayón	8,5	8,1	9,6	10,0	9,8	7,2	6,7	5,7	5,3	6,3	6,7	6,9	90,8
Quito	Pasocha	1,3	1,2	1,5	1,5	1,5	1,1	1,0	0,9	0,8	1,0	1,0	1,0	13,8
Riobamba	Alao	3,8	3,8	4,8	5,0	4,9	5,0	5,3	5,1	5,4	5,1	4,7	4,1	57,0
Riobamba	Cordovéz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	2,7
Riobamba	Nizag	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,2
Riobamba	Río Blanco	1,1	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,3	1,2	16,3
Sur	C.Mora (S.Fco)	1,0	1,0	1,3	1,2	1,3	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,0	1,1	14,4
TOTAL		297	298	406	532	495	548	694	503	401	399	349	335	5 256



ENERGIA TERMoeLECTRICA DISPONIBLE (GWh)

CENTRALES (Servicio público S.N.I.)

EMPRESA	CENTRAL	Tipo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ambato	Batán	MCI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Ambato	Ligua	MCI	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5,6
Bolívar	Guaranda	MCI	0,1	0,1	0,1	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1,9
El Oro	C. Loked (El Cambio)	MCI	2,5	2,3	2,5	2,4	2,5	2,4	1,9	1,9	2,4	2,5	2,4	2,5	28,2
El Oro	Machala	MCI	0,8	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	8,8
Elecaastro	El Descanso	MCI	8,6	7,7	8,6	4,1	4,3	4,1	6,4	6,4	6,2	8,6	8,3	8,6	82,0
Elecaastro	Monay	MCI	1,4	1,3	1,8	1,7	1,4	1,4	1,4	1,8	1,7	1,8	1,7	1,8	19,5
Esmeraldas	La Propicia	MCI	1,6	1,4	1,6	1,5	1,6	1,5	0,8	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	15,0
Ex - Inecel	Macas	MCI	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5,7
Ex - Inecel	Tena	MCI	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,1
Los Ríos	Centro Industrial	MCI	4,4	4,0	4,4	4,3	4,4	2,5	2,6	2,6	4,3	4,4	4,3	4,4	46,5
Manabí	Miraflores	MCI	5,0	4,8	4,4	5,1	4,7	5,0	5,4	5,9	5,4	6,1	5,0	4,3	61,0
Milagro	Milagro	MCI	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	0,6	0,6	0,6	1,5	1,5	1,5	15,5
Norte	San Francisco	MCI	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0
Quito	G. Hernández	MCI	17,5	18,4	19,0	19,0	17,8	15,9	12,3	15,9	18,4	19,0	19,0	18,4	210,4
Quito	Luluncoto	MCI	2,4	2,2	2,4	1,6	0,8	1,6	0,8	2,4	2,3	2,4	2,3	2,4	23,6
Riobamba	Alausí	MCI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Riobamba	Riobamba	MCI	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	4,9
Sta. Elena	La Libertad	MCI	2,8	3,0	4,0	4,0	2,9	4,0	2,5	2,5	2,5	4,0	3,1	3,8	39,0
Sta. Elena	Playas	MCI	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	2,0
Sta. Elena	Posorja	MCI	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,0	0,7	0,7	5,6
Sto. Domingo	Toachi	MCI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Sur	Catamayo	MCI	1,5	1,4	1,7	1,4	2,1	1,8	1,5	1,9	1,7	2,1	2,0	2,1	21,1
Termopichincha	Guangopolo	MCI	12,9	11,7	15,1	15,2	12,4	15,2	15,5	15,7	13,9	15,1	15,0	14,6	172,2
Total Motores Combustión Interna (MCI)			64,7	62,4	69,9	65,3	59,8	60,3	54,8	62,1	63,7	71,5	69,1	68,9	772,5
Ecuapower	Sta. Elena	TG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Ecuapower	Sto. Domingo	TG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Electroecuador	Alvaro Tinajero	TG	32,6	48,3	50,0	48,4	45,4	33,8	34,9	7,0	23,6	46,5	42,8	46,5	459,8
Electroecuador	Anibal Santos (G)	TG	37,0	34,7	39,2	35,8	27,0	34,0	34,2	39,2	38,0	38,3	38,5	37,4	433,4
Electroecuador	Guayaquil (G)	TG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Electroguayas	G. Zevallos (G)	TG	10,1	9,1	10,1	9,7	10,1	9,7	10,1	10,1	9,7	5,5	9,7	10,1	114,0
Electroguayas	Pascuales (E. García)	TG	50,4	45,5	50,4	48,8	50,4	48,8	50,4	50,4	48,8	50,4	48,8	50,4	593,3
Electroquil	Electroquil 2	TG	49,8	49,8	49,8	49,8	49,8	45,3	45,3	45,3	49,8	49,8	49,8	49,8	583,7
Electroquil	Electroquil 3	TG	49,3	51,9	49,3	50,1	49,3	45,5	44,8	44,8	50,1	49,3	50,1	49,3	583,7
Energycorp	Barcaza (Nafta)	TG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Ex - Inecel	Grupos Mexicanos	TG	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	8,8
Termopichincha	Sta. Rosa	TG	26,2	24,5	26,2	18,6	22,8	25,4	26,2	24,5	22,0	26,2	25,4	26,2	294,3
Total Turbinas a Gas (Diesel) (TG)			256,0	264,5	275,7	261,9	255,4	243,2	246,6	222,0	242,7	266,8	265,7	270,4	3071,0
Electroecuador	Anibal Santos (V)	TV	21,2	19,1	16,9	16,4	14,8	14,3	12,7	16,9	16,4	16,9	20,5	21,2	207,5
Electroecuador	Guayaquil (V)	TV	20,2	18,3	16,2	15,7	14,2	13,7	12,1	16,2	15,7	16,2	19,6	20,2	198,3
Electroguayas	G. Zevallos (V)	TV	98,2	88,7	78,5	76,0	68,7	66,5	58,9	78,5	76,0	78,5	95,0	98,2	961,6
Electroguayas	Trinitaria	TV	94,2	85,1	75,3	72,9	65,9	63,8	56,5	75,3	72,9	75,3	91,1	94,2	922,6
Termoesmeraldas	Esmeraldas	TV	74,3	67,2	59,5	57,6	52,0	50,4	44,6	59,5	57,6	59,5	71,9	74,3	728,3
Total Turbinas a Vapor (Bunker) (TV)			308,1	278,3	246,5	238,5	215,7	208,7	184,9	246,5	238,5	246,5	298,1	308,1	3018,3
TOTAL TERMoeLECTRICAS			629	605	592	566	531	512	486	531	545	585	633	647	6862

ANEXO G

**CAUDALES AFLUENTES MEDIOS MENSUALES RÍO PAUTE
EMBALSE AMALUZA**

EMBALSE PISAYAMBO

EMBALSE AGOYÁN

EMBALSE DAULE PERIPA

CAUDALES AFLUENTES MEDIOS MENSUALES RÍO PAUTE (m3 / seg)

EMBALSE AMALUZA

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1964	81,0	66,2	82,1	154,8	200,4	250,5	139,3	177,9	221,4	84,5	66,5	42,6	130,6
1965	48,0	45,9	60,5	102,6	175,6	243,6	183,2	125,9	134,3	100,8	140,4	62,0	118,6
1966	118,7	83,3	109,5	107,3	82,4	92,6	123,0	127,5	89,2	82,1	44,4	46,1	92,2
1967	88,8	72,3	61,4	91,6	170,8	172,7	241,6	198,2	102,9	114,1	65,5	55,1	119,6
1968	80,1	30,6	95,3	100,3	61,6	101,1	238,2	139,1	106,5	119,5	55,7	25,8	96,2
1969	36,9	73,3	66,7	188,8	103,7	141,2	147,6	159,0	122,4	65,6	88,7	115,0	109,1
1970	108,7	190,7	145,9	164,4	172,0	299,4	161,9	214,4	161,9	107,6	103,0	103,6	161,1
1971	84,5	102,5	182,8	146,7	100,6	163,3	220,7	173,4	168,6	124,9	67,0	59,1	132,8
1972	117,6	95,5	106,0	134,8	149,3	178,3	264,0	116,7	155,6	93,8	104,9	87,5	133,7
1973	98,6	128,3	98,4	137,4	140,7	136,9	173,9	178,7	145,6	72,3	74,5	47,0	119,4
1974	49,8	128,3	90,2	70,2	181,9	122,7	273,1	137,5	185,6	179,0	110,8	104,1	136,1
1975	105,2	92,4	166,0	120,7	175,0	308,2	215,0	235,6	124,5	135,2	114,0	53,9	153,8
1976	74,0	61,8	72,9	202,1	247,7	278,8	343,0	238,9	119,2	59,0	77,9	60,6	153,0
1977	51,2	105,2	132,6	193,2	108,8	214,5	176,3	129,5	144,8	111,0	46,5	61,2	122,9
1978	49,1	71,2	137,9	229,6	198,1	287,1	214,9	196,4	140,2	181,9	51,3	42,4	150,0
1979	33,8	26,3	79,7	150,5	136,2	138,7	136,7	106,4	64,3	53,7	36,0	56,5	84,9
1980	45,0	62,1	79,2	148,9	118,3	183,8	191,3	118,5	109,9	147,3	100,6	74,7	115,0
1981	34,1	58,0	126,5	127,1	74,6	134,2	151,7	65,7	79,5	46,1	31,4	51,9	81,7
1982	43,9	40,9	43,7	130,1	139,5	97,4	154,6	164,8	96,9	118,6	95,5	129,9	104,7
1983	103,3	120,6	132,4	185,4	167,9	101,8	113,0	123,1	110,4	142,9	58,2	78,5	119,8
1984	47,6	158,4	127,7	258,9	108,4	188,3	201,8	138,1	96,3	88,4	59,3	82,7	129,7
1985	41,2	45,4	42,0	46,1	92,5	252,3	206,8	167,1	87,5	77,7	66,0	45,7	97,5
1986	46,8	52,8	62,9	134,7	136,7	144,8	245,7	92,4	144,8	112,7	114,5	79,8	114,1
1987	61,6	152,7	128,5	142,7	181,5	140,9	158,5	115,2	112,1	102,3	42,7	59,2	116,5
1988	54,9	110,3	64,8	192,8	183,4	98,5	177,2	95,5	68,5	128,3	129,0	58,1	113,4
1989	109,5	124,9	179,9	107,8	203,9	268,4	247,3	107,0	78,7	129,6	72,0	30,8	138,3
1990	62,8	64,1	135,8	130,3	138,5	253,0	163,3	154,0	82,4	97,2	84,1	73,5	119,9
1991	46,8	97,0	82,2	101,7	119,2	168,5	226,3	155,9	93,2	73,3	80,7	47,0	107,7
1992	34,1	39,3	104,0	109,7	81,1	169,8	144,2	91,5	84,1	57,8	47,8	43,9	82,6
1993	56,8	75,2	192,8	103,6	188,3	206,2	203,3	126,9	121,5	89,1	78,1	93,6	127,5
1994	71,3	87,2	114,3	186,3	263,9	315,0	252,7	255,4	208,6	97,3	134,4	102,6	173,7
1995	62,9	42,0	52,6	80,2	150,0	133,5	150,6	47,0	64,5	50,0	91,0	74,7	83,1
1996	54,8	134,9	114,5	125,6	185,9	123,0	241,9	138,9	108,3	93,7	48,1	52,0	118,5
1997	35,8	97,7	118,2	141,1	241,6	73,0	211,3	141,9	87,8	51,3	127,2	101,9	119,5
1998	71,5	83,3	97,7	152,9	129,8	187,0	248,8	108,1	56,5	79,5	79,0	34,1	111,1
1999	67,0	116,3	158,4	337,8	283,1	147,0	175,7	180,8	98,1	96,3	47,3	93,6	149,1
2000	44,8	91,3	136,3	189,0	278,8	176,5	143,3	124,4	123,1	93,9	40,2	53,7	124,7
MEDIA	65,5	87,2	107,6	146,7	158,7	180,9	196,3	145,1	116,2	98,9	77,7	67,1	120,7
MAXIMO	118,7	190,7	192,8	337,8	283,1	315,0	343,0	255,4	221,4	181,9	140,4	129,9	225,8
MINIMO	33,8	26,3	42,0	46,1	61,6	73,0	113,0	47,0	56,5	46,1	31,4	25,8	50,2

CAUDALES AFLUENTES MEDIOS MENSUALES (m³ / seg)
EMBALSE PISAYAMBO

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1962						12,8	12,9	11,6	9,7	8,0	5,8	5,3	9,4
1963	4,5	3,4	4,9	4,6	6,3	8,6	6,8	7,5	5,1	3,9	5,2	8,3	5,8
1964	3,2	2,1	6,0	5,4	8,9	14,6	9,3	11,7	15,9	4,8	4,1	2,2	7,4
1965	2,8	2,6	4,5	4,8	10,6	16,1	14,2	11,4	8,2	5,5	7,1	4,9	7,7
1966	7,1	6,4	11,4	8,7	6,5	7,0	13,2	10,9	7,2	5,0	2,3	5,1	7,6
1967	12,3	4,2	3,7	5,4	4,2	12,8	17,5	13,8	8,7	7,0	4,0	4,3	8,2
1968	8,4	3,8	6,3	7,0	3,5	10,8	18,1	7,8	5,5	6,0	3,2	3,7	7,0
1969	2,7	3,0	3,9	6,7	8,0	11,4	11,5	14,7	9,5	4,9	5,3	4,9	7,2
1970	9,9	9,9	11,3	9,4	11,5	16,4	9,3	13,4	11,0	5,1	5,4	4,2	9,7
1971	3,5	3,4	6,1	6,7	6,3	14,2	14,3	14,7	9,8	6,5	3,9	6,0	8,0
1972	8,8	5,1	4,2	7,5	8,4	13,6	20,1	8,2	9,7	6,1	5,2	6,9	8,7
1973	8,3	9,0	6,8	6,7	8,6	6,4	10,5	11,1	9,9	4,2	3,1	3,5	7,3
1974	5,9	6,5	5,8	6,6	11,0	11,0	16,3	11,1	9,5	9,1	7,3	9,7	9,2
1975	8,3	5,4	4,7	5,3	10,6	13,4	22,9	14,3	10,2	9,3	5,2	4,4	9,5
1976	6,0	4,8	5,9	6,9	11,0	19,1	22,3	14,4	10,2	5,0	4,3	4,5	9,5
1977	5,3	3,9	6,1	7,1	6,2	14,6	13,1	12,2	10,3	6,1	3,4	6,7	7,9
1978	1,7	5,1	8,4	7,7	4,8	10,5	8,6	9,1	5,5	5,0	2,6	1,6	5,9
1979	1,5	1,6	2,2	7,4	7,3	9,3	8,9	8,2	5,9	5,2	3,2	5,4	5,5
1980	4,6	2,0	7,3	9,6	10,8	14,0	11,0	8,8	7,3	6,4	3,9	2,5	7,4
1981	1,5	3,7	4,0	4,9	5,4	8,3	12,3	5,4	5,6	4,2	2,5	3,9	5,1
1982	3,4	2,2	2,3	6,5	8,4	6,7	11,5	11,9	6,6	4,7	4,4	4,6	6,1
1983	6,1	9,9	8,5	8,8	11,0	6,2	9,8	10,3	11,3	8,3	3,4	3,4	8,1
1984	4,4	6,2	5,0	5,4	6,1	14,6	11,7	7,7	10,0	5,8	4,1	4,1	7,1
1985	1,9	5,0	6,5	2,9	11,2	14,3	14,6	11,9	8,0	5,0	2,8	2,0	7,2
1986	2,4	1,7	5,9	5,7	6,3	13,3	17,3	8,4	8,1	5,1	3,6	7,2	7,1
1987	4,2	14,4	6,2	11,5	10,6	8,8	10,1	9,0	6,5	5,0	3,2	6,1	8,0
1988	3,8	7,3	8,2	8,5	11,1	9,0	13,5	8,3	5,7	7,0	6,1	3,5	7,7
1989	5,7	5,6	8,7	5,4	13,0	16,3	11,5	7,0	6,2	6,7	4,1	1,5	7,6
1990	5,9	5,2	11,2	7,3	9,4	17,3	10,7	9,9	7,5	5,0	3,6	3,8	8,1
1991	3,5	6,5	4,8	6,4	9,0	10,9	15,4	11,1	5,1	4,5	3,7	2,0	6,9
1992	2,5	3,0	6,9	8,7	5,5	11,1	12,7	8,8	6,9	3,6	2,8	2,4	6,2
1993	3,7	3,4	7,5	6,2	6,6	12,7	11,1	9,6	8,6	6,1	4,8	3,8	7,0
1994	2,1	3,7	4,5	7,9	10,5	15,6	10,8	12,0	8,8	4,8	7,6	7,7	8,0
1995	5,4	2,0	3,8	4,2	8,3	8,7	10,6	4,2	5,7	3,1	4,8	2,9	5,3
1996	2,2	7,6	4,9	5,5	8,0	8,1	10,9	8,5	7,2	3,6	2,6	3,6	6,1
1997	2,4	8,5	7,1	5,2	12,1	4,6	12,9	9,1	4,8	2,4	4,6	5,0	6,6
1998	4,7	4,6	4,3	7,9	7,2	16,3	16,1	9,8	5,6	6,2	4,2	3,2	7,5
1999	4,7	5,8	5,4	14,1	9,8	11,5	11,6	10,2	9,2	6,7	3,4	4,9	8,1
2000	3,8	4,8	5,5	8,6	14,3	9,4	25,1	12,0	7,1	7,3	3,1	6,1	8,9
MEDIA	4,7	5,1	6,1	7,0	8,6	11,8	13,4	10,2	8,0	5,5	4,2	4,5	7,4
MAXIMO	12,3	14,4	11,4	14,1	14,3	19,1	25,1	14,7	15,9	9,3	7,6	9,7	14,0
MINIMO	1,5	1,6	2,2	2,9	3,5	4,6	6,8	4,2	4,8	2,4	2,3	1,5	3,2



**CAUDALES AFLUENTES MEDIOS MENSUALES RÍO PASTAZA (m³ / seg)
EMBALSE AGOYÁN**

ANO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1963						122,4	95,7	100,3	76,9	68,7	85,0	123,5	96,1
1964	69,6	56,1	98,4	111,3	137,7	209,6	138,1	181,0	241,8	98,9	80,8	56,0	123,3
1965	60,0	61,1	72,8	96,8	163,9	250,3	193,4	141,6	131,1	104,8	154,8	87,9	126,5
1966	118,8	107,1	175,2	152,6	105,4	103,7	155,2	142,1	113,7	87,6	58,5	87,5	117,3
1967	151,9	90,2	81,3	74,6	84,7	188,9	238,2	200,8	113,1	134,0	88,8	63,8	125,9
1968	107,5	67,8	104,4	95,2	65,4	115,4	241,0	128,3	104,3	127,9	70,6	38,6	105,5
1969	47,1	63,7	78,4	143,7	108,6	167,9	154,8	184,5	144,4	84,2	105,1	123,5	117,2
1970	163,7	187,9	164,6	172,3	205,9	280,6	148,8	168,5	158,8	92,7	110,1	89,8	162,0
1971	76,8	76,1	138,4	136,3	108,6	177,8	193,7	184,0	158,4	133,5	90,8	287,1	146,8
1972	126,3	108,9	92,4	137,7	135,7	211,5	290,5	132,5	149,3	90,0	103,4	101,0	139,9
1973	123,1	120,7	110,2	138,8	155,2	133,2	174,5	181,2	156,8	99,3	68,2	46,5	125,6
1974	52,3	99,5	100,2	85,9	177,8	160,9	255,9	168,8	147,4	162,4	128,8	142,9	140,2
1975	155,1	137,1	154,6	129,5	145,2	316,2	254,2	249,9	156,6	154,8	131,9	80,6	172,1
1976	146,8	112,2	99,2	156,1	260,9	338,6	332,3	228,7	139,2	88,1	120,5	90,3	176,1
1977	65,0	134,1	160,6	166,7	118,2	175,8	164,2	132,4	141,3	116,5	71,9	82,6	127,4
1978	73,3	110,6	137,1	182,0	146,0	201,6	173,8	167,2	124,8	123,5	64,2	64,0	130,7
1979	50,5	41,7	75,4	102,0	115,5	126,8	108,4	109,7	88,4	75,1	55,6	69,2	84,9
1980	66,2	71,9	102,1	142,8	121,3	168,3	150,0	117,4	114,4	119,2	87,0	66,6	110,6
1981	48,2	77,3	96,7	93,2	81,4	99,5	153,8	75,9	84,1	64,1	64,3	68,1	83,9
1982	64,5	55,1	58,4	102,5	120,8	104,0	139,6	154,7	104,5	99,0	106,4	114,3	102,0
1983	122,7	139,3	164,5	215,8	241,4	117,9	118,0	123,6	137,3	139,5	75,5	85,4	140,1
1984	70,7	119,3	112,9	149,8	147,2	198,0	186,1	133,0	139,6	109,2	82,4	88,0	128,0
1985	54,3	68,9	79,8	68,8	144,5	177,4	170,4	147,6	97,5	92,3	64,2	54,0	101,6
1986	60,2	53,6	75,0	111,4	102,3	139,3	210,6	113,7	128,3	102,1	97,4	104,5	108,2
1987	83,4	175,7	118,4	167,0	201,4	132,3	134,4	112,8	104,7	109,4	68,1	76,7	123,7
1988	69,2	108,8	113,6	151,9	157,5	112,9	197,9	110,4	85,6	109,5	127,2	74,9	118,3
1989	115,1	101,7	159,6	112,0	222,3	316,5	251,7	111,6	93,6	113,7	76,5	55,2	144,1
1990	80,6	91,7	138,0	121,4	140,2	224,2	149,7	141,0	99,1	105,2	77,6	70,2	119,9
1991	68,1	112,9	93,8	92,7	118,2	140,1	222,3	151,0	93,3	77,7	80,7	64,2	109,6
1992	64,1	64,2	99,5	134,5	86,8	123,1	124,3	115,0	89,4	65,3	58,5	61,5	90,5
1993	58,9	78,6	145,1	163,7	114,5	161,1	184,3	117,7	120,4	89,1	59,1	74,4	113,9
1994	62,5	82,3	104,1	143,1	174,1	240,5	190,0	240,2	160,7	85,7	109,2	109,3	141,8
1995	89,3	64,2	62,2	80,1	102,0	110,1	154,8	70,3	80,5	59,3	90,4	62,0	85,4
1996	55,3	109,0	125,9	108,6	127,6	97,7	189,9	132,2	104,5	74,8	54,3	70,4	104,2
1997	65,2	135,0	109,0	103,9	165,8	89,3	195,4	121,1	85,9	72,4	114,2	109,6	113,9
1998	83,0	93,0	88,0	163,0	136,0	229,0	277,0	141,0	87,0	89,0	96,0	59,0	128,4
1999	79,0	115,0	126,0	266,0	190,0	184,0	163,0	193,0	125,2	118,0	47,0	85,0	140,9
2000	75,0	107,0	139,0	173,0	305,0	249,5	165,8	153,8	117,8	109,5	60,7	83,8	145,0
MEDIA	84,4	97,3	112,3	133,7	146,9	177,7	187,7	148,1	122,2	102,1	86,5	85,1	123,7
MAXIMO	163,7	187,9	175,2	266,0	305,0	338,6	332,3	249,9	241,8	162,4	154,8	287,1	238,7
MINIMO	47,1	41,7	58,4	68,8	65,4	89,3	108,4	70,3	80,5	59,3	47,0	38,6	64,6

CAUDALES AFLUENTES MEDIOS MENSUALES (m³ / seg)
EMBALSE DAULE PERIPA

ANO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1950	26,1	286,6	816,8	327,6	95,4	72,6	28,9	15,6	11,3	15,8	12,3	113,9	151,9
1951	65,1	321,7	450,4	519,4	233,1	289,2	274,3	52,4	25,5	24,1	21,7	16,6	191,1
1952	72,6	198,2	158,8	277,9	183,0	94,3	66,2	34,1	37,9	14,4	7,5	22,0	97,2
1953	137,8	561,3	507,2	487,8	1054,0	87,8	61,1	30,6	25,3	22,2	30,3	21,8	252,3
1954	41,4	231,0	742,3	205,1	184,3	111,0	49,3	26,6	25,2	19,9	11,8	96,1	145,3
1955	521,5	444,9	428,3	449,8	146,1	23,6	55,9	31,9	31,8	14,2	11,5	10,3	180,8
1956	36,5	255,8	993,9	455,3	104,9	70,6	28,8	19,5	15,0	15,2	11,6	19,3	168,9
1957	37,1	530,7	605,0	282,3	524,3	251,5	177,5	38,9	42,7	21,1	12,9	21,4	212,1
1958	61,2	563,5	1036,0	383,4	164,2	89,4	20,1	19,5	14,6	17,1	11,4	18,2	199,9
1959	38,5	230,3	842,0	318,3	339,3	235,2	31,5	31,1	24,2	13,9	13,7	43,4	180,1
1960	91,3	198,5	436,6	566,5	188,8	13,3	19,3	15,9	15,2	10,2	6,7	6,7	130,8
1961	45,1	544,4	548,9	196,8	130,4	27,3	24,0	18,3	16,3	44,1	11,7	17,6	135,4
1962	96,2	255,4	630,8	631,0	153,6	66,7	27,8	14,8	15,6	9,2	12,2	11,6	160,4
1963	27,1	86,5	193,1	167,2	103,2	28,7	16,3	11,6	6,9	6,5	6,8	10,4	55,4
1964	178,8	321,2	688,2	759,2	118,4	45,0	29,7	23,5	21,2	18,2	15,2	16,8	186,3
1965	57,4	260,7	755,2	834,2	527,2	222,6	74,3	33,7	23,4	23,6	21,9	15,2	237,5
1966	252,6	532,1	634,1	235,4	144,8	72,8	28,2	26,6	15,7	18,4	12,4	15,6	165,7
1967	298,1	534,5	369,6	144,7	99,7	45,0	30,5	22,2	18,0	17,0	11,9	11,7	133,6
1968	36,9	136,0	167,5	163,5	38,4	28,5	21,3	16,0	14,1	10,3	9,3	8,8	54,2
1969	32,1	49,0	239,9	509,4	434,8	289,1	75,1	32,2	22,0	16,3	15,2	20,2	144,6
1970	63,1	170,3	167,0	858,4	358,2	80,9	37,4	25,5	20,0	16,0	14,1	16,5	152,3
1971	51,3	370,8	853,1	349,2	66,5	35,2	24,6	19,2	15,5	14,3	12,4	15,5	152,3
1972	66,3	369,4	608,7	405,8	150,6	464,4	208,0	64,4	37,3	34,1	24,5	108,7	211,9
1973	415,4	544,0	514,0	745,2	500,7	101,2	58,1	33,0	26,8	22,6	18,4	19,5	249,9
1974	28,8	329,2	275,6	98,2	121,7	37,5	26,0	18,4	14,0	12,9	9,8	21,1	82,8
1975	288,0	659,9	586,0	652,5	125,9	87,4	41,7	27,3	20,3	15,0	11,7	26,1	211,8
1976	369,7	585,9	734,2	743,5	543,1	152,0	61,9	32,6	16,9	16,9	15,6	22,2	274,5
1977	145,6	293,6	619,3	214,0	93,5	67,2	34,5	22,5	23,6	23,6	8,6	13,7	130,0
1978	60,1	315,8	215,9	297,0	250,7	49,7	27,3	18,4	11,5	11,5	11,5	10,2	106,6
1979	33,2	143,7	232,6	320,0	60,4	57,0	31,7	18,4	13,8	13,8	9,2	7,2	78,4
1980	12,8	117,6	109,2	423,3	186,8	57,9	27,1	18,0	11,0	11,0	10,1	10,2	82,9
1981	52,8	596,8	478,5	399,6	62,7	26,7	18,0	13,6	8,5	8,5	6,9	9,2	140,2
1982	57,6	263,6	112,2	143,9	103,1	53,2	22,9	14,4	10,0	10,0	600,9	768,1	180,0
1983	803,5	617,5	802,0	743,3	566,0	464,3	247,3	181,0	98,1	98,1	54,5	56,1	394,3
1984	43,8	448,2	627,4	447,3	214,0	68,1	39,5	22,8	14,5	14,5	10,3	42,7	166,1
1985	195,6	177,0	246,0	111,7	53,1	54,2	27,7	17,2	9,2	9,2	6,6	47,3	79,6
1986	151,0	120,0	220,7	338,5	210,1	50,7	27,5	18,6	12,6	13,7	13	19	99,6
1987	339,2	782,2	554,4	609,7	427,8	98,2	45,8	39,4	18,9	17,1	14,4	18,6	247,1
1988	112,8	374,0	218,7	167,3	237,3	54,6	40,4	37,0	32,0	31,6	42,4	47,8	116,3
1989	181,5	640,8	449,7	484,5	132,4	64,4	35,1	20,5	17,2	15,9	14,3	11,5	172,3
1990	40,1	203,7	338,9	382,9	106,2	35,7	22,5	10,3	7,0	4,2	2,8	13,7	97,3
1991	21,3	451,1	466,5	312,0	161,7	51,1	38,5	30,0	39,7	40,0	30,8	29,8	139,4
1992	206,5	495,5	1124,0	581,3	701,5	298,0	102,9	34,5	26,3	24,5	31,0	39,3	305,4
1993	122,3	578,2	693,4	785,0	327,5	76,3	34,9	27,3	20,7	13,7	19,8	36,6	228,0
1994	163,7	526,7	410,7	561,4	404,0	109,1	45,0	37,9	25,1	27,0	27,1	80,1	201,5
1995	272,6	458,8	168,2	344,0	126,8	85,1	56,0	41,6	27,2	30,7	24,7	40,6	139,7
1996	66,5	325,3	471,7	336,7	110,9	49,1	39,4	39,7	9,3	14,8	24,2	13,7	125,1
1997	77,6	336,9	436,8	558,1	437,8	507,0	411,7	502,8	464,9	498,3	39,0	864,2	427,9
1998	800,4	773,2	1317,0	1592,0	722,0	684,7	220,5	117,4	77,0	53,3	46,6	34,7	536,6
1999	57,5	652,6	593,0	736,7	267,4	90,5	42,4	12,9	16,3	11,9	8,2	35,8	210,4
2000	51,1	367,9	487,1	384,2	227,9	49,5	25,3	14,1	10,1	5,6	5,8	10,1	136,6
MEDIA	147,2	385,0	517,2	451,8	255,4	124,0	64,0	40,1	30,9	29,1	28,2	59,0	177,7
MAXIMO	803,5	782,2	1317,0	1592,0	1054,0	684,7	411,7	502,8	464,9	498,3	600,9	864,2	798,0
MINIMO	12,8	49,0	109,2	98,2	38,4	13,3	16,3	10,3	6,9	4,2	2,8	6,7	30,7

ANEXO H

CATÁLOGO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICOS

FUTUROS GENERADORES



CIB-ESPOL

CATÁLOGO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICOS

De 1 o más MW Sin aquellos que tienen ya contratos de permiso o concesión firmados

Proyecto	Río	Cuenca	Potencia instalable (MW)	Energía primaria (GWh/año)	Energía secundaria (GWh/año)	Caudal diseño (m ³ /s)	Caudal bruto (m)	Entidad que tramita	OBSERVACIONES
Verdeyacu Chico	Verdeyacu Chico	Napo	1140	5 103	3 590	289,2	503	-	-
Naiza	Namangozza	Santiago	986	4 416	3 107	916,0	143	-	-
Guataquiza	Zamora	Santiago	800	5 201	954	540,8	146	-	-
Catachi	Mulatos	Napo	728	1 803	1 183	203,3	452	-	-
San Antonio	Zamora	Santiago	714	4 156	1 011	872,3	108	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
San Miguel	Zamora	Santiago	704	4 099	-	835,4	104	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Coca-Codo Sinclair	Coca	Napo	432	2 978	-	80,3	624	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Coca-Codo Sinclair II	Coca	Napo	427	2 931	-	63,5	624	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Minas	Jubones	Jubones	337	1 194	467	59,0	758	-	-
Cardenillo	Paute	Santiago	327	2 228	116	100,0	400	-	-
Sopladora	Paute	Santiago	312	1 934	483	100,0	378	-	-
Cedroyacu	Cedroyacu	Napo	272	1 585	200	90,9	781	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Villadora	Guayllabamba	Esmeraldas	270	1 123	512	165,0	208	-	-
El Retorno	Zamora	Santiago	265	868	488	49,5	649	-	-
Cascabel	Abanico	Santiago	219	1 181	282	65,2	745	-	-
Abitagua	Pastaza	Pastaza	198	883	453	194,5	123	Convenio suscrito, garantía entregada. [2]	-
Toachi - Pílatón	Pílatón - Toachi	Esmeraldas	190	853	221	82,4	217	Támite en Consejo Provincial de Pichincha	-
Mazar	Paute	Santiago	186	670	201	146,0	157	Támite de valoración de activos Paute Molino	-
Ligua-Muyo	Pastaza, Muyo	Pastaza	183	785	457	110,0	196	-	-
Chespi	Guayllabamba	Esmeraldas	167	485	494	70,0	300	Estimado con datos de catálogo ex Inceel	-
Marcabell	Puyango	Puyango - Tumbes	161	805	197	70,0	352	-	-
Negro	Negro	Santiago	91,1	532	80	41,3	279	-	-
Chota	Chota	Mira - San Juan	75,3	309	134	41,4	245	-	-
Sofaderos	Zamora	Santiago	65,5	382	57	54,0	162	Estimado con datos de catálogo ex Inceel	-
Angamarca-Sinde	Angamarca-Sinde	Guayas	50,0	160	176	19,5	312	Convenio suscrito, garantía entregada. [2]	-
Deisi	Zamora	Santiago	50,0	222	138	37,7	165	Convenio suscrito, garantía entregada	-
Jatunyacu	Jatunyacu	Napo	50,0	264	131	208,0	29	Permiso revocado a Harza Eng. [2]	-
Tan��asura	Zamora	Santiago	50,0	177	129	37,0	170	Convenio suscrito, garantía entregada	-
Tisay	Tisay	Cañar	50,0	174	162	20,6	295	Estimado con datos de catálogo ex Inceel	-

CATÁLOGO DE PROYECTOS DE GENERACION HIDROELÉCTRICOS

Sin aquellos que tienen ya contratos de permiso o concesión firmados

De 1 o más MW

Proyecto	Río	Cuenca	Potencia Instalable (MW)	Energía primaria (GWh/año)	Energía secundaria (GWh/año)	Caudal diseño (m ³ /s)	Caida bruta (m)	Entidad que tramita	OBSERVACIONES
Tigrillos	Abanico	Santiago	49,6	256	57	17,8	332	Segunser	Convenio suscrito, garantía entregada [2]
Mira 2	Mira	Mira - San Juan	47,8	209	148	57,2	115	-	-
Sizaplaya	Quijos	Napo	47,4	270	48	32,6	186	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Cuyes	Cuyes	Santiago	47,2	255	56	35,1	180	-	-
Mira 1	Mira	Mira - San Juan	45,5	199	140	43,0	138	-	-
Santa Rosa	Alambi	Esmeraldas	45,2	257	45	25,6	210	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Sabanilla	Sabanilla	Santiago	43,5	260	47	6,6	811	Hidreigen	Convenio suscrito, garantía entregada. [1]
Vacas Galindo	Intag	Esmeraldas	42,0	110	132	28,0	190	Emprelenga	Convenio suscrito, garantía entregada
Intag	Cristop-Apuela	Esmeraldas	41,0	222	53	16,0	320	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
La Barquilla	Chingual	Aguarico	40,1	217	52	24,0	220	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Los Bancos	Bianco	Esmeraldas	40,1	217	52	29,3	199	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Guayabal	Mira	Mira - San Juan	39,8	174	123	42,0	135	-	-
La Unión	Jubones	Jubones	39,8	215	51	29,5	187	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Quijos	Papallacta-Quijos	Napo	39,7	165	101	18,6	285	E. E. Quijo	Pendiente escisión Empresa [1] [2]
Chalpi-1	Papallacta	Napo	36,2	196	47	11,7	408	Concanal	"Cuyaja", Permiso, Mantiene derecho preferente [1][3]
Apacuri	Apacuri	Mira - San Juan	36,0	161	104	8,0	539	Electrocasa	Convenio suscrito, garantía entregada
Santa Ana	Pilaton Sta. Ana Ch.	Esmeraldas	36,0	195	47	16,7	279	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Parambas	Mira	Mira - San Juan	34,9	153	108	73,0	67	-	-
Calderón	San Pedro	Esmeraldas	34,3	186	44	18,0	256	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Sucua	Tutanganagoza	Santiago	34,3	186	44	42,5	97	-	-
Alluriquin	Toachi	Esmeraldas	34,1	184	44	38,7	134	-	-
Yacuchacuri	Toachi	Esmeraldas	32,2	174	42	16,8	240	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Milpe	Bianco	Esmeraldas	31,9	173	41	27,8	156	-	Permiso revocado a Congener
Chingual	Chingual	Aguarico	28,4	154	37	21,8	175	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Guallituro	Cañar	Cañar	27,7	150	36	4,9	680	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Udushapa 1	Udushapa	Jubones	27,7	150	36	11,3	310	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Escudillas	Escudillas	Mira - San Juan	27,3	148	35	10,2	325	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Sarapullo	Sarapullo	Esmeraldas	27,0	146	35	12,0	280	Ecuasefera	Convenio suscrito, garantía entregada. [1]
Langoa	Langoa	Napo	26,0	87	73	8,3	393	Enhidro	Convenio suscrito, garantía entregada
Paquishapa	Paquishapa	Jubones	26,0	141	34	4,6	667	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel



CIB-ESPOL

CATÁLOGO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICOS

De 1 o más MW

Sin aquellos que tienen ya contratos de permiso o concesión firmados

Proyecto	Río	Cuenca	Potencia Instalable (MW)	Energía primaria (GWh/año)	Energía secundaria (GWh/año)	Caudal diseño (m ³ /s)	Caída bruta (m)	Entidad que tramita	OBSERVACIONES
Victoria	Pastaza	Pastaza	25,0	83	25	170,0	17	Denergi	-
Las Juntas	Toachi	Esmeraldas	24,7	134	32	12,3	269	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Jondachi-1	Jondachi	Napo	24,2	131	31	28,3	116	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Quijos-1	Quijos	Napo	24,2	131	31	6,4	490	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Due	Due	Aguarico	23,9	129	31	30,0	93,4	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Pilatón	Pilatón	Esmeraldas	23,9	129	31	18,6	158	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Chilma	Chilma	Mira - San Juan	23,7	104	74	13,0	230	-	-
Cosanga	Cosanga	Napo	23,6	127	30	26,0	125	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Udushapa II	Udushapa	Jubones	23,6	128	31	11,5	260	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Isinlivi	Toachi	Esmeraldas	22,0	119	29	11,0	250	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Caluma Alto	Tablas-Escaleras	Guayas	21,0	82	28	10,5	235	-	-
Cañar	Cañar	Cañar	19,7	107	25	8,0	300	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Pamplona	Integ	Esmeraldas	19,7	106	25	16,4	165	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Ocaña	Cañar	Cañar	19,3	105	25	7,7	365	Elecaustro	Permiso ex Inecel, Definida fecha firma contrato
El Angel	El Angel	Mira - San Juan	19,1	103	25	4,5	527	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Misahualli-2	Misahualli	Napo	19,1	103	25	22,3	120	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Echeandía Alto	Limón-Chazo	Guayas	18,0	76	25	10,8	202	-	-
Sigchos	Toachi	Esmeraldas	17,5	95	23	6,7	323	Hidrosigchos	Convenio suscrito, garantía entregada [2]
Topo	Topo	Pastaza	17,0	92	22	15,4	130	Pemaf	-
Raura	Cañar	Cañar	15,8	85	20	4,1	460	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Susudel	León	Jubones	15,8	85	20	5,2	373	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Mindo	Mindo	Esmeraldas	15,7	85	20	24,1	85	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Blanco	Blanco	Mira - San Juan	15,5	84	20	7,1	266	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Bombuscara	Bombuscara	Santiago	15,5	84	20	4,5	453	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Río Luis	Luis	Puyango - Tumbéz	15,5	44	53	6,1	301	-	-
Tambo	Cañar	Cañar	15,4	84	20	2,6	710	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Guangaje	Toachi	Esmeraldas	15,2	83	20	6,8	280	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Shincata	Shincata	Jubones	14,9	80	19	5,4	365	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Plata	La Plata	Mira - San Juan	14,2	77	18	4,2	406	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Pangor I	Pangor	Guayas	14,0	76	18	2,0	880	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Puela-2	Puela	Pastaza	13,7	74	18	6,8	263	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel

CATÁLOGO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICOS

De 1 o más MW

Sin aquellos que tienen ya contratos de permiso o concesión firmados

Proyecto	Río	Cuenca	Potencia instalable (MW)	Energía primaria (GWh/año)	Energía secundaria (GWh/año)	Caudal diseño (m3/s)	Caída bruta (m)	Entidad que tramita	OBSERVACIONES
Chambo	Cebadas	Pastaza	12,9	70	17	9,0	180	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Caluma Bajo	Pita	Guayas	12,0	48	15	12,0	141	-	-
Corazón	Corazón	Esmeraldas	11,5	62	15	8,0	180	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
La Maná	Sn. José-Clope	Guayas	11,5	62	15	5,5	281	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Sigsipamba	Blanco	Mira - San Juan	10,9	59	14	5,4	245	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Pilaló - 3	Pilaló	Guayas	10,8	58	14	4,9	297	Qualitec	Convenio suscrito, garantía entregada. [2]
El Burro	El Burro	Jubones	10,6	57	14	1,5	850	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Abanico	Abanico	Santiago	10,0	54	13	7,0	200	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Cebadas	Cebadas	Pastaza	10,0	54	13	6,0	212	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
San José del Tambo	Dulcepamba	Guayas	9,80	53	13	6,3	202	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Alambi	Alambi	Esmeraldas	9,50	51	12	4,8	267	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
San Pedro	San Pedro	Esmeraldas	9,50	52	12	7,0	170	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
San Francisco II	San Francisco	Jubones	9,40	51	12	2,3	506	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Lucarquí	Catamayo	Catamayo	8,80	48	11	15,9	83	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Echeandia bajo 2	Soloma	Guayas	8,40	38	12	16,2	63	-	Involucra parte de proyecto Sibimbe 18 MW
Uchacay	Uchacay	Jubones	8,40	45	11	2,2	465	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Chanchán	Chanchán	Guayas	8,30	45	11	4,5	230	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Balsapamba	Cristal	Guayas	8,20	44	11	3,1	326	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Blanco	Toachi	Guayas	8,00	43	10	5,0	200	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Chinchipe	Palanda	Mayo - Chinchipe	8,00	35	25	16,5	60	-	-
Mandur	Mandur	Jubones	7,80	42	10	1,5	624	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Palmar	San Miguel	Mira - San Juan	7,80	42	10	3,9	244	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Alausí	Alausí-Guasuntos	Guayas	7,50	41	10	3,5	300	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Rayo	Cochapamba-Rayo	Guayas	7,50	41	10	2,0	480	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Casacay	Casacay	Jubones	6,10	33	8	3,1	245	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
La Esperanza	Carrizal	Chone	6,00	36	12	24,0	32	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Tomebamba	Tomebamba	Santiago	6,00	32	8	4,0	200	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Vivar	Vivar	Jubones	5,90	32	8	2,0	365	-	Estimado con datos de catálogo ex Inecel
Vivar	Vivar	Jubones	5,9	34	-	2,0	365	-	-

CATÁLOGO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICOS

Sin aquellos que tienen ya contratos de permiso o concesión firmados

De 1 o más MW

Proyecto	Río	Cuenca	Potencia Instalable (MW)	Energía primaria (GWh/año)	Energía secundaria (GWh/año)	Caudal diseño (m ³ /s)	Caida bruta (m)	Entidad que tramita	OBSERVACIONES
Collay	Collay	Santiago	5,8	31	8	4,8	200	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Chuquiraguas	Chuquiraguas	Guayas	5,6	30	7	1,5	470	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
El Cafiaro	Yanuncay	Santiago	5,6	30	7	5,0	140	-	Permiso revocado Electroyanuncay. [2]
Oña	Oña	Jubones	5,3	28	7	1,2	530	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Chinambi	Chinambi	Mira - San Juan	5,2	28	7	4,1	155	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Tulipe	Tulipe	Esmeraldas	5,1	28	7	3,2	200	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Solanda	Solanda	Catamayo	5,0	27	7	6,3	100	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Echandia B.1	Soloma	Guayas	4,8	26	6	11,0	52	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Huarhuallá	Huarhuallá	Pastaza	4,8	26	6	4,0	150	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Pucayacu 1	Quindigua	Guayas	4,8	26	6	3,6	170	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Ambato	Ambato	Pastaza	4,0	22	5	2,0	260	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Chilleyacu	Chilleyacu	Jubones	3,9	21	5	2,0	240	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Chimbo-Guaranda	Chimbo-Guaranda	Guayas	3,8	21	5	2,4	200	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Poza Honda	Portoviejo	Portoviejo	3,4	18	6	10,4	33	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Tahuin	Arenillas	Arenillas - Zaramillas	3,4	19	6	10,0	48	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Guápulo	Quebrada El Batán	Esmeraldas	3,2	18	5	2,0	230	Ceneipi	Convenio suscrito, garantía entregada [1]
La Concepción	Santiagoullo	Mira - San Juan	3,2	18	4	1,0	400	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Rircey	Rircey	Jubones	3,1	17	4	1,7	230	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
El Laurel	La Plata	Mira - San Juan	2,4	13	3	3,1	90	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Ganancay	Ganancay	Jubones	2,3	12	3	1,3	218	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Campo Ballo	Suquibí	Guayas	1,7	9	2	2,8	80	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Intag	Intag	Esmeraldas	1,7	9	2	3,8	60	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Salunguire	Salunguire	Guayas	1,7	9	2	2,8	80	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Mariano Acosta	Chamachán	Mira - San Juan	1,7	9	2	0,6	300	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
M.J. Calle	Canal de riego	Cañar	1,4	8	2	10,0	18	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
Vacas Galindo 2	Intag	Esmeraldas	1,2	7	2	4,1	40	-	Involucra parte del proyecto Vacas Galindo. [1]
Mirador 1	Gala	Balao	1,2	6	2	7,2	17	-	Permiso revocado Hidrogala. [2]
Río Luis-2 (2)	Luis	Puyango - Tumbes	1,1	6	2	1,7	95	-	Estimado con datos de catálogo ex Inceel
TOTALES		146	11.547	58.516	19.157				77 672 GWh / año medio

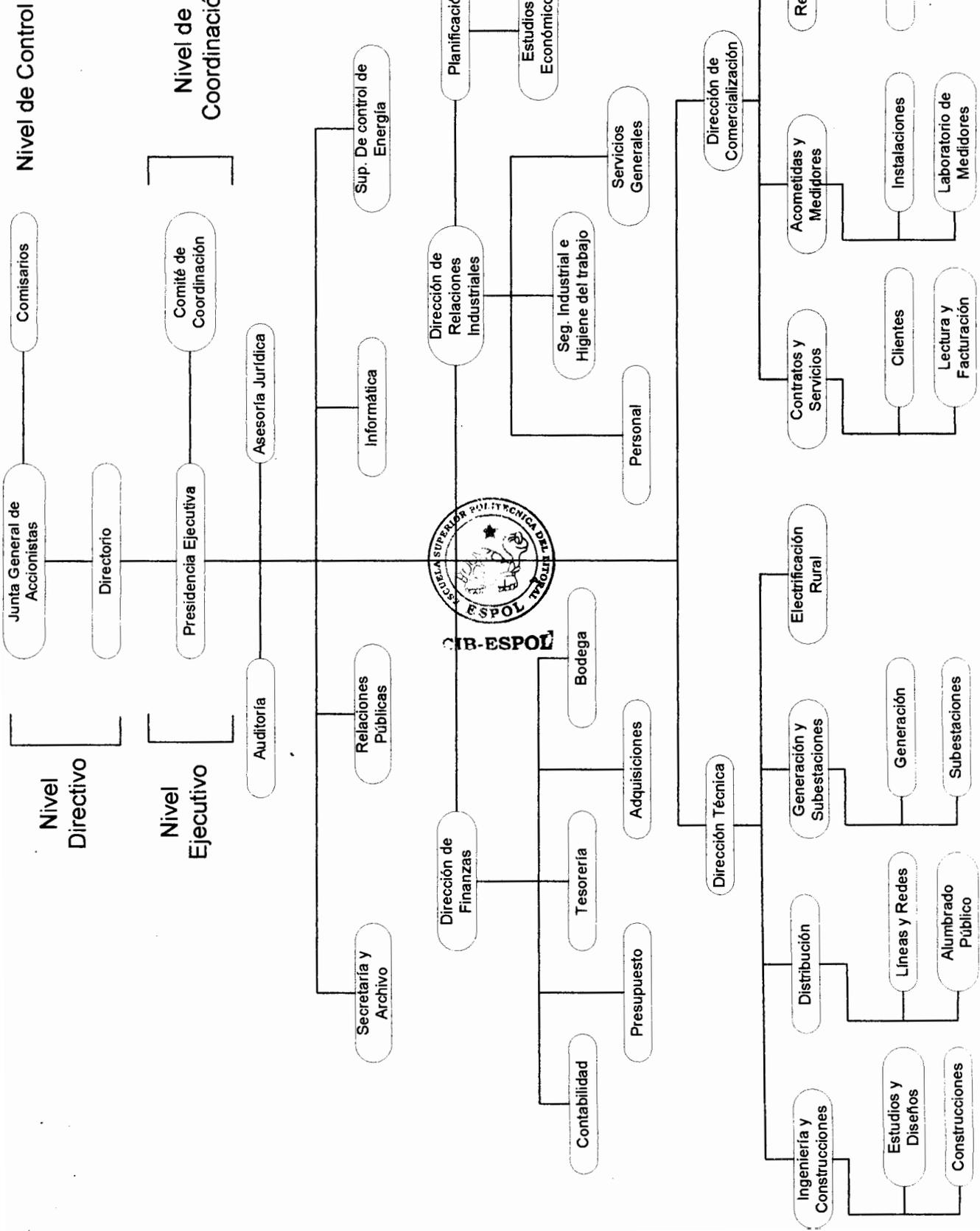
Algunos proyectos no tienen estudios suficientes para calcular las energías que podrían producir

FUTUROS GENERADORES

Empresa	Proyecto	# Unid x MW	Potencia (MW)	Energía Media (GWh/año)	Tipo	Clase	Combustible	Río	Vertiente	Ubicación	Cantón	Provincia	Fecha Estimada de Operación
Pemaf	Abitagua	1x78	78	546,56	Hidráulica	Francis	N.A.	Pastaza	Atlántico	Mera	Baños / Mera	Tungurahua/Pastaza	May-2007
Hidropastaza	San Francisco	2x115	230	1403	Hidráulica	Francis	N.A.	Pastaza	Atlántico	San Francisco	Baños	Tungurahua	Abr-2006
Hidalgo & Hidalgo	Sibimbe	2x9	18	65	Hidráulica	Francis	N.A.	Sibimbe	Pacífico	Echeandia	Echeandia/Ventanas	Bolívar / Los Ríos	Nov-2003
Hidrengen	Sabanilla	2x9.95	19,9	164	Hidráulica	Francis	N.A.	Sabanilla	Atlántico	Zamora	Zamora	Zamora Chinchipe	Nov-2005
Emprelanga	Vacas Galindo	2x21	42	242	Hidráulica	Francis	N.A.	Intag	Atlántico	Vacas Galindo	Cotacachi	Imbabura	Dic-2005
Emprelanga	Delsi	2x25	50	306,6	Hidráulica	Francis	N.A.	Santiago	Atlántico	Zamora	Zamora	Zamora Chinchipe	Mar-2005
Electroangamarca	Angamarca-Sinde	2x25	50	324	Hidráulica	Pelton	N.A.	Angamarca	Pacífico	Moraspungo	Guaranda / Pangua	Bolívar / Cotopaxi	Mar-2006
					Sinde								
Cenelpi	Guápulo	2x1.6	3,2	22	Hidráulica	Francis	N.A.	Machangara	Pacífico	Guápulo	Quito	Pichincha	Jul-2004
Concanal	Cuyuja	2x10			Hidráulica	Pelton	N.A.	Papallacta	Atlántico	Cuyuja	Quijos	Napo	
Enhidro	Langoa	2x12.7	26	159,5	Hidráulica	Pelton	N.A.	Langoa	Atlántico	Langoa	Tena	Napo	Jun-2006
Hidronova	Tanisagua	2x25	50	306	Hidráulica	Francis	N.A.	Zamora	Atlántico	Zamora	Zamora	Zamora Chinchipe	Mar-2005
Electrocasa	Apaqui	2x22	44	279	Hidráulica	Pelton	N.A.	Apaqui	Pacífico	Bolívar	BolÁ-var	Carchi	Feb-2006
Seguriserv	Tigrillos	2x25	50	306,6	Hidráulica	Francis	N.A.	Abanico	Atlántico	Macas	Morona	Morona Santiago	Sep-2005
Qualitec	Pilaló	2x5.5	11		Hidráulica	Pelton	N.A.	Pilaló	Pacífico	El Progreso	Pujilí	Cotopaxi	Ene-2005
HCJB	Loreto	1x1.8	1,8	6,31	Hidráulica	Francis	N.A.	Papallacta	Atlántico	Papallacta	Quijos	Napo	May-2003
Ecuaesfera	Sarapullo	2x12.85	25,7	157,6	Hidráulica	Pelton	N.A.	Sarapullo	Pacífico	Cornejo / Astorja	Meja / Latacunga	Pichincha / Cotopaxi	Mar-2006
Andigener S.A.	Río Topo	2x21			Hidráulica	Pelton	N.A.	Topo	Atlántico	Río Negro	Baños	Tungurahua	
Hidrosigchos	Sigchos	2x9	18	93,52	Hidráulica	Pelton	N.A.	Toachi	Pacífico	Sigchos	Latacunga	Cotopaxi	Jul-2005
Hidrogala	Mirador I	3x0.383	1		Hidráulica	Francis	N.A.	Gala	Pacífico	Hda. Mirador	Pucará	Azuay	
Denergi	Victoria	2x12.5	25		Hidráulica	Hélice	N.A.	Pastaza	Atlántico	Río Negro	Baños	Tungurahua	Abr-2005
Elecaastro	Ocaña	2x13	26	192	Hidráulica	Pelton	N.A.	Ocaña	Pacífico	La Troncal	Cañar	Cañar	Nov-2004
E.E. Quito	Quijos	2x19.8	39,6		Hidráulica	Francis	N.A.	Papallacta	Atlántico	Baeza	Quijos	Napo	
					Quijos								
Dr. Freile	Periabi	2x1.23	2,46		Hidráulica	Pelton	N.A.	Periabi	Pacífico	San José de Minas	Quito	Pichincha	Ago-2004
Mun. Zamora	Chorrillos	1x3.17	3,17		Hidráulica		N.A.	Chorrillos	Atlántico	Chorrillos	Zamora	Zamora	Ago-2004

ANEXO I

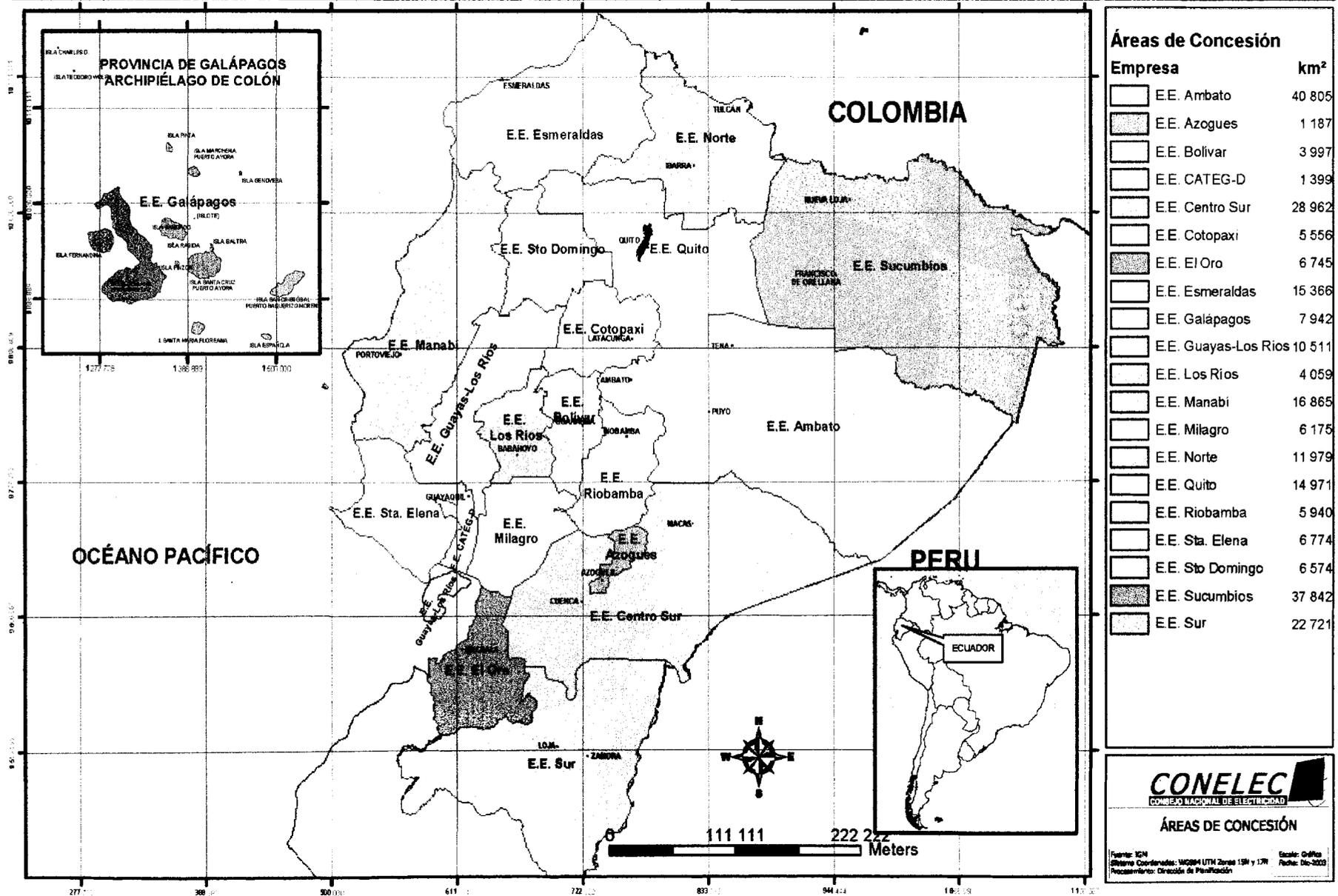
ESQUEMA ORGANIZACIONAL DE EMPRESA ELÉCTRICA



ANEXO J

ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS



ANEXO K

SITUACIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS EN EL AÑO 2.000



CIB-ESPOL

SITUACION DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS EN EL AÑO 2000

#	EMPRESA	PROVINCIAS A LAS QUE SIRVE	Area de Concesión (km ²)	CONEXIÓN A S/Es DE S.N.T.	Ciudad Promed.	Redes Media Tensión (km)	Dem. Max. (MW)	Factor de Carga (%)	Energía Disponible (MWh)	Venta a distribuidoras (MWh)	Venta a clientes finales (MWh)	Venta a clientes finales (% país)	Precio medio venta (U\$/kWh)	PÉRDIDA ENERGÍA (%)
1	AMBATO	TUNGURAHUA, PASTAZA, %MORONA	40 805	AMBATO, TOTORAS	131 000	2 011	61	51%	272 278	14 852	219 694	2,8	4,4	13,86
2	AZOGUES	% CAÑAR	1 187	E.E. CENTRO SUR	22 351	476	10	50%	42 174		36 836	0,5	4,5	12,66
3	BOLÍVAR	BOLIVAR	3 997	RIOBAMBA	35 765	1 257	12	42%	44 115	1 049	33 862	0,4	4,4	20,86
4	CENTRO SUR	AZUAY, CAÑAR %MORONA	28 962	CUENCA	200 700	4 522	101	55%	490 726		440 056	5,6	4,0	10,33
5	COTOPAXI	COTOPAXI	5 556	LATACUNGA, MULALÓ	68 036	2 443	38	53%	177 720		144 487	1,8	4,4	18,7
6	EL ORO	EL ORO, % AZUAY	6 745	MACHALA	126 131	2 472	73	60%	380 955		276 911	3,5	4,0	27,31
7	EMELEC	% GUAYAS	1 399	PASCUALES, SALITRAL, POLICENTRO, TRINITARIA	335 676	1 747	530	64%	2 981 748		2 253 741	28,7	2,8	24,42
10	ESMERALDAS	ESMERALDAS	15 366	ESMERALDAS	52 937	1 017	48	58%	245 090	0	190 830	2,4	5,0	22,14
8	GALÁPAGOS	GALÁPAGOS	7 942	SISTEMA AISLADO	4 384	141	4	42%	14 469	0	12 866	0,2	3,7	11,08
9	GUAYAS-LOS RÍOS	GUAYAS, LOS RÍOS, %MANABÍ, %COTOPAXI, %AZUAY	10 511	PASCUALES, MILAGRO, QUEVEDO	131 535	2 447	134	64%	748 117	2 604	502 974	6,4	4,8	32,42
11	LOS RÍOS	% LOS RÍOS, %GUAYAS, %BOLIVAR, %COTOPAXI	4 059	BABAHYOYO	57 294	1 315	38	60%	198 070		152 804	1,9	4,0	22,85
12	MANABÍ	MANABÍ	16 865	PORTOVIEJO	164 422	7 450	127	60%	672 370	646	467 851	6,0	4,2	30,32
13	MILAGRO	% GUAYAS, %CAÑAR, % CHIMBORAZO	6 175	MILAGRO	82 510	1 809	59	63%	326 333	0	243 556	3,1	4,1	25,37
14	NORTE	GARCHI, IMBABURA, %PICHINCHA, %SUCUMBIOS	11 979	IBARRA, TULCÁN	125 584	3 122	65	51%	288 359		235 154	3,0	4,1	18,45
15	QUITO	PICHINCHA, %NAPO	14 971	STA. ROSA, VICENTINA, GUANGOPOLO	513 696	5 102	450	60%	2 368 802		1 979 322	25,2	3,2	16,44
16	RIOBAMBA	CHIMBORAZO	5 940	RIOBAMBA	104 580	2 585	40	51%	180 117		150 719	1,9	4,0	16,32
17	STA. ELENA	% GUAYAS	6 774	STA. ELENA, POSORJA	57 693	1 870	55	50%	243 016		189 258	2,4	4,4	22,12
18	STO. DOMINGO	% PICHINCHA, % ESMERALDAS	6 574	STO. DOMINGO	75 349	2 559	45	55%	218 648		166 554	2,1	4,2	23,83
19	SUCUMBIOS	SUCUMBIOS, NAPO, ORELLANA	37 842	SISTEMA AISLADO	19 161	823	15	43%	57 930		39 391	0,5	5,1	32,00
20	SUR	LOJA, ZAMORA, %MORONA	22 721	LOJA	96 150	4 382	35	48%	148 141	64	122 245	1,6	4,4	17,44
TOTAL			256 370		2 404 952	49 549	1 913	59%	10 099 176	19 215	7 859 111	100	3,6	21,99

-Las Empresas Distribuidoras deben escindir la generación que tienen actualmente; excepto aquella de sistemas no incorporados como los de Galápagos y Sucumbios

-En energía facturada no se incluye el sistema Tena por falta de información

-La Empresa Eléctrica Galápagos empezó a operar como persona jurídica en Enero de 1999

-El total de demanda máxima la coincidente del SNI, al nivel de S/E de entrega

-%Guayas significa que sirve a un cierto porcentaje de esa provincia

ANEXO L

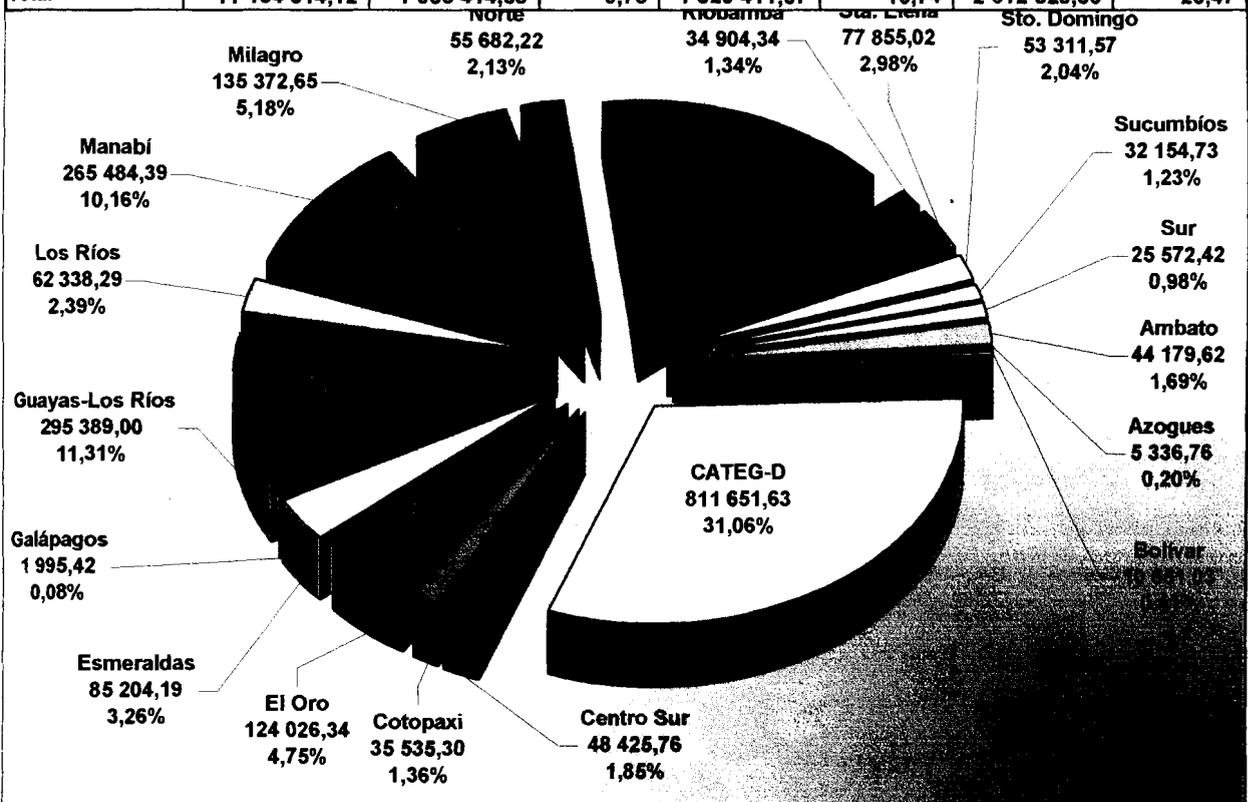
PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA EN EL AÑO 2.003



CIB-ESPOL

PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA EN EL AÑO 2003

Empresa	Disponible (MWh)	Pérdidas Técnicas (MWh)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (MWh)	Pérdidas No Técnicas (%)	Pérdidas Totales (MWh)	Pérdidas Totales (%)
Ambato	330 735,39	35 830,85	10,83	8 348,77	2,52	44 179,62	13,36
Azogues	77 979,80	2 666,10	3,42	2 670,67	3,42	5 336,76	6,84
Bolívar	47 237,15	5 887,33	12,46	4 763,69	10,08	10 651,03	22,55
CATEG-D	3 210 748,33	296 524,81	9,24	515 126,82	16,04	811 651,63	25,28
Centro Sur	524 734,25	30 488,09	5,81	17 937,69	3,42	48 425,76	9,23
Cotopaxi	204 542,47	24 026,24	11,75	11 509,07	5,63	35 535,30	17,37
El Oro	437 669,60	43 536,43	9,95	80 489,91	18,39	124 026,34	28,34
Esmeraldas	296 721,81	35 846,06	12,08	49 358,13	16,63	85 204,19	28,72
Galápagos	19 196,15	1 223,79	6,38	771,63	4,02	1 995,42	10,39
Guayas-Los Ríos	697 954,42	75 960,45	10,88	219 428,55	31,44	295 389,00	42,32
Los Ríos	210 839,22	23 186,77	11,00	39 151,56	18,57	62 338,29	29,57
Manabí	793 701,32	96 394,58	12,14	169 089,81	21,30	265 484,39	33,45
Milagro	336 380,82	27 885,97	8,29	107 486,68	31,95	135 372,65	40,24
Norte	321 585,39	29 009,42	9,02	26 672,80	8,29	55 682,22	17,31
Quito	2 662 645,46	260 972,50	9,80	146 782,66	5,51	407 755,17	15,31
Riobamba	179 235,33	17 563,75	9,80	17 340,59	9,67	34 904,34	19,47
Sta. Elena	264 859,66	23 892,87	9,02	53 962,15	20,37	77 855,02	29,39
Sto. Domingo	257 859,40	19 829,39	7,69	33 482,18	12,98	53 311,57	20,67
Sucumbíos	85 586,55	13 352,44	15,60	18 802,29	21,97	32 154,73	37,57
Sur	174 301,58	19 337,00	11,09	6 235,42	3,58	25 572,42	14,67
Total	11 134 514,12	1 083 414,85	9,73	1 529 411,07	13,74	2 612 825,86	23,47



Los porcentajes de la tabla son con respecto a la energía disponible por el Distribuidor y los del gráfico se refieren a la pérdida total nacional de energía.

ANEXO M

RESUMEN DE INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



CIB-ESPOL

RESUMEN DE INDICADORES PRINCIPALES

POTENCIA			DISTRIBUCION		
MW	%	Energía Facturada Total	GWh	%	
Potencia Nominal	3.765,20	100,00	4.833,02	77,92	
Hidráulica	1.746,34	46,38	Clientes Regulados	4381,5	70,640635
Térmica	1.728,86	45,92	Residencial	1787,34	28,816349
Importación	290,00	7,70	Comercial	906,68	14,62
Potencia Efectiva	3.541,38	100,00	Industrial	942,41	15,19
Hidráulica	1.733,58	48,95	Alumbrado Público	342,90	5,53
Térmica	1.567,79	44,27	Otros	402,17	6,48
Importación	240,00	6,78	Clientes No Regulados	451,520885	7,2796353
Los porcentajes de Potencia y Generación están referidos al subtotal de cada sección			Energía Reconocida en Peajes	8,42	0,14
GENERACION	GWh	%	Industriales (Grandes Consumidores Distribuidores)	65,33	1,05
Generación Bruta Total	6.788,12	100,00	Industriales (Grandes Consumidores MEM)	330,59	5,33
Hidráulica	3.581,75	52,77	Venta de Energía entre Distribuidoras	28,47	0,46
Térmica	2.387,83	35,18	Exportación a Colombia	18,66	0,30
Importación	818,54	12,06	Exportación a Perú	0,06	0,00
Autoconsumos de Generación	183,52	100,00	Pérdidas Distribución	1.369,50	22,08
Generación Disponible Total	6.604,60	100,00	Pérdidas Técnicas	591,34	9,53
Hidráulica	3.511,02	53,16	Pérdidas No Técnicas	778,15	12,55
Térmica	2.275,05	34,45	Los porcentajes de Distribución están referidos a la Energía Disponible para Distribución		
Importación	818,54	12,39			
Autoconsumos Propios	158,45	2,40			
Pérdidas de Transmisión	243,63	3,69			
Energía Disponible para Distribución	6.202,52	93,91			
Incluye los consumos de unidades y auxiliares de las centrales de generación					

ANEXO N

MODELO DE PLANILLA PARA EL SERVICIO ELÉCTRICO

ANEXO O

HERRAMIENTA COMPUTACIONAL MARK OS

HERRAMIENTA COMPUTACIONAL MARK OS

Utiliza un modelo matemático que es un conjunto de modelos de optimización lineal entero – mixtos, los cuales se resuelven mediante paquetes comerciales para sistemas a gran escala de programación lineal entera mixta basados en el Método Simplex Dual o Simplex Primal, de Punto Interior, branch and bound y variaciones algorítmicas para manejar Conjuntos especiales ordenados de orden 1 y 2 (SOS1 y SOS2).

El modelo permite simular sistemas eléctricos de generación, transmisión y comercialización, esto es, incluye toda la cadena productiva del negocio de energía eléctrica en ambiente de mercado competitivo (Figura 1 Modelo de la Cadena Productiva del Negocio de Energía Eléctrica), considerando: la disponibilidad y evolución de los energéticos hidráulicos y térmicos, su relación de producción eléctrica con las unidades de generación, lo cual permite obtener diferenciación en la producción eléctrica a partir de su eficiencia y economía, esta disponibilidad eléctrica debe ser llevada a los centros de consumo, es en este punto donde el modelo del sistema de transmisión, selecciona la forma más económica, que cumpla las condiciones físicas del sistema de potencia para el suministro de la demanda, igualmente esta selección es optimizada con el cumplimiento de los diferentes contratos de compra – venta de electricidad y demás alternativas de negociación en mercados.

Ofrece por lo tanto, diferentes alternativas y tipos de modelos, lo cual permite adaptarse a cualquier sistema físico de generación y transmisión eléctrica, por complejo que sea, e igualmente considera toda la diversidad

de estrategias de negociación en mercados eléctricos competitivos: mercados “spot”, “forward”, futuros y de opciones (“call” y “put”).

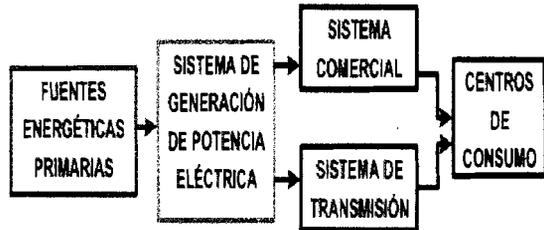


Figura 1 Modelo de la Cadena Productiva del Negocio de Energía Eléctrica

El modelo está planteado como una estructura horizontal de tres niveles o redes interdependientes: Red Energética, Red Eléctrica y Red Comercial, las cuales están enlazadas a través del Sistema de Generación. Con base en las necesidades de los estudios o análisis, se pueden modelar una o dos redes independientes de las demás (Figura 2). Cada red en particular está conformada por diferentes sistemas físicos, económicos y comerciales.

El modelo considera una opción económica, la cual permite seleccionar y contabilizar los costos e ingresos totales causados en cada uno de los modelos de las redes mencionadas, permitiendo establecer la función objetivo que se requiere optimizar. Es por medio de la función objetivo, que en el proceso de optimización se tiene una asignación eficiente de los recursos, de manera tal que quien decide, posea argumentos a la hora de definir estrategias técnicas, económicas (operadores) y comerciales (agentes privados). Las funciones objetivo disponibles son las siguientes (con la



apropiada selección del modelo, quien decide puede modelarlas todas):

- Minimizar Precios de Oferta de Recursos de Generación
- Maximizar Beneficios (Ingresos – costos)
- Maximizar ingresos
- Maximizar Energía Firme de Recursos de Generación
- Minimizar Costos de Operación del Sistema

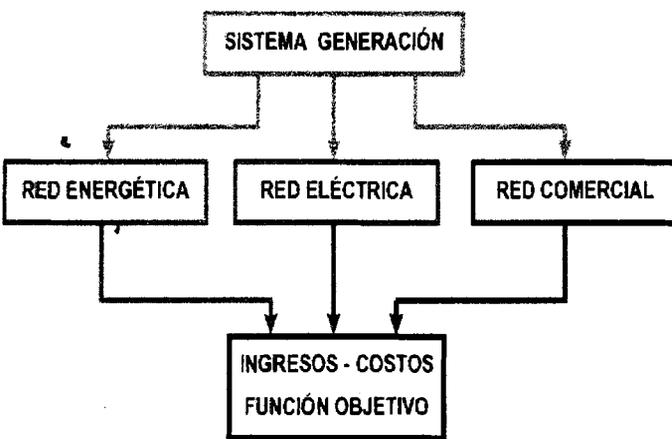


Figura 2. Estructura del Modelo

ANEXO P

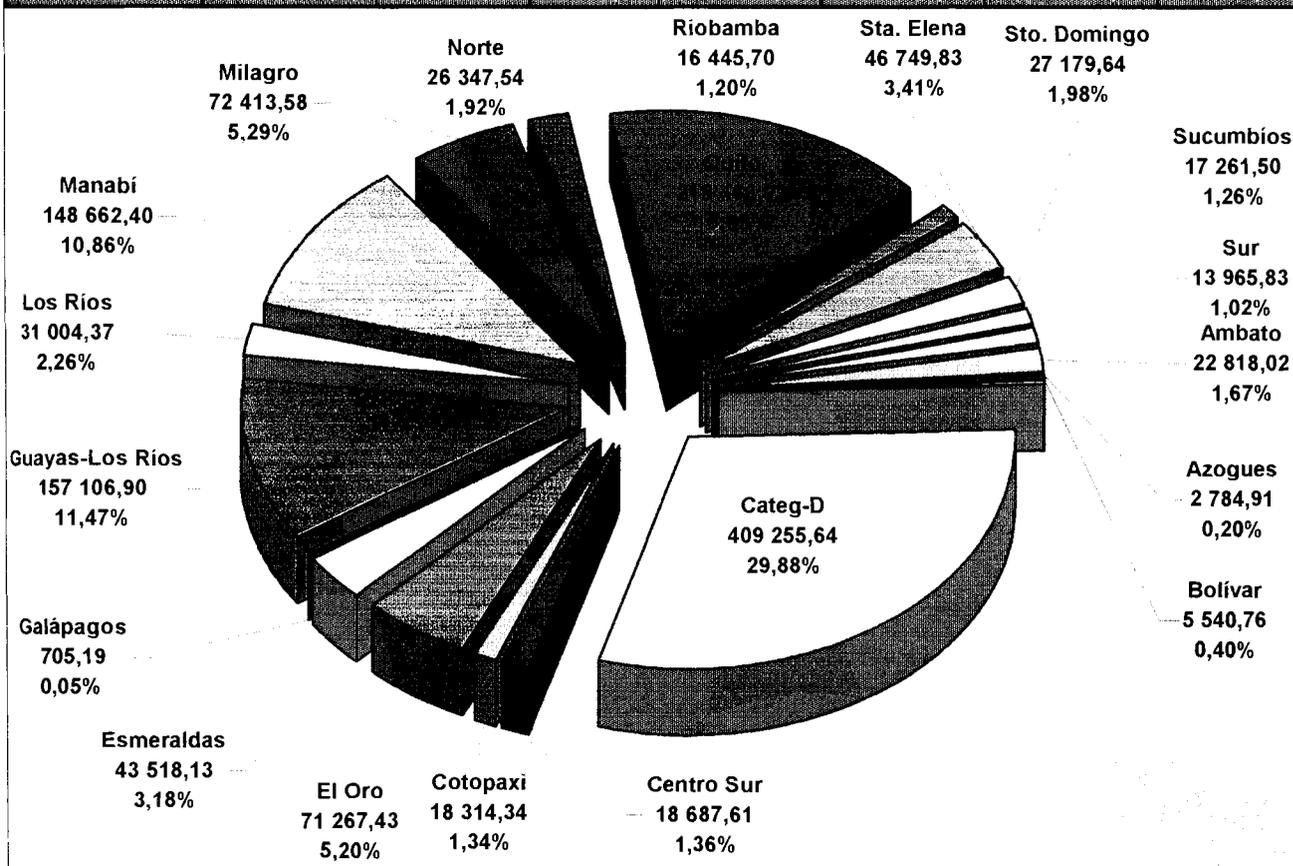
PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA EN EL PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2.004



CIB-ESPOL

PERDIDAS DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2004

Empresa	Disponible (MWh)	Pérdidas Técnicas (MWh)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (MWh)	Pérdidas No Técnicas (%)	Pérdidas Totales (MWh)	Pérdidas Totales (%)
Ambato	184.390,44	18.176,55	9,86	4.641,47	2,52	22.818,02	12,37
Azogues	40.552,56	1.417,62	3,50	1.367,29	3,37	2.784,91	6,87
Bolívar	24.247,48	3.149,63	12,99	2.391,13	9,86	5.540,76	22,85
Categ-D	1.685.744,98	159.239,92	9,45	250.015,71	14,83	409.255,64	24,28
Centro Sur	276.584,44	17.816,47	6,44	871,15	0,31	18.687,61	6,76
Cotopaxi	95.364,06	12.626,20	13,24	5.688,14	5,96	18.314,34	19,20
El Oro	236.272,84	24.624,83	10,42	46.642,60	19,74	71.267,43	30,16
Esmeraldas	149.819,78	19.091,15	12,74	24.426,97	16,30	43.518,13	29,05
Galápagos	10.694,98	447,52	4,18	257,68	2,41	705,19	6,59
Guayas-Los Ríos	379.308,39	40.244,62	10,61	116.862,28	30,81	157.106,90	41,42
Los Ríos	111.255,92	12.349,09	11,10	18.655,28	16,77	31.004,37	27,87
Manabí	427.567,91	57.342,80	13,41	91.319,60	21,36	148.662,40	34,77
Milagro	178.578,39	16.213,47	9,08	56.200,11	31,47	72.413,58	40,55
Norte	169.079,80	16.433,47	9,72	9.914,07	5,86	26.347,54	15,58
Quito	1.374.363,90	141.210,45	10,27	78.256,47	5,69	219.466,92	15,97
Riobamba	83.654,01	8.003,32	9,57	8.442,37	10,09	16.445,70	19,66
Sta. Elena	150.021,46	11.906,43	7,94	34.843,40	23,23	46.749,83	31,16
Sto. Domingo	136.138,56	10.482,67	7,70	16.696,97	12,26	27.179,64	19,96
Sucumbios	48.692,04	8.287,38	17,02	8.974,11	18,43	17.261,50	35,45
Sur	90.942,38	12.278,02	13,50	1.687,81	1,86	13.965,83	15,36
Total	5.853.274,33	591.341,62	10,10	773.154,61	13,29	1.369.496,23	23,40



Los porcentajes de la tabla son con respecto a la energía disponible por el Distribuidor y los del gráfico se refieren a la pérdida total nacional de energía.

ANEXO Q

ÍNDICE DE PERCEPCIÓN DE CORRUPCIÓN 2.004 DE TRANSPARENCY INTERNATIONAL

Índice de Percepción de Corrupción 2004 de Transparency International

Esta tabla proporciona el Índice de Percepción de Corrupción 2004, compilado por la Universidad de Passau, para Transparency International.

Índice de Percepción de Corrupción 2004 de TI					Fuentes utilizadas**** (para más detalle, ver Tabla de Fuentes)																			
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
Rango	País	Puntuación del IPC 2004*	Rango de Confiabilidad (Desviación estándar)**	Encuestas utilizadas***	EPS 2002	CU 2003	EJU 2004	FH 2004	II 2003	IMD 2002	IMD 2003	IMD 2004	MDB 2002	MIG 2004	PERC 2002	PERC 2003	PERC 2004	TI/GI 2002	WMRC 2004	WEF 2002	WEF 2003	WEF 2004		
112	Ecuador	2,4	2.3 - 2.5	7			#							#	#				#	#	#	#		
	Yemen	2,4	1.9 - 2.9	5		#	#		#						#				#					
114	República de Congo	2,3	2.0 - 2.7	4		#	#								#				#					
	Etiopía	2,3	1.9 - 2.9	6		#	#								#				#		#	#		
	Honduras	2,3	2.0 - 2.6	7		#	#								#				#	#	#	#		
	Moldova	2,3	2.0 - 2.8	5	#		#	#							#				#					
	Sierra Leona	2,3	2.0 - 2.7	3		#	#												#					
	Uzbekistan	2,3	2.1 - 2.4	6	#	#	#	#							#				#					
	Venezuela	2,3	2.2 - 2.5	11		#	#			#	#	#	#	#	#				#	#	#	#	#	
	Zimbabwe	2,3	1.9 - 2.7	7			#								#	#			#	#	#	#	#	
122	Bolivia	2,2	2.1 - 2.3	6			#								#				#	#	#	#		
	Guatemala	2,2	2.0 - 2.4	7		#	#								#				#	#	#	#		
	Kazajstán	2,2	1.8 - 2.7	7	#	#	#	#						#	#				#					
	Kyrgyzstan	2,2	2.0 - 2.5	5	#	#		#							#				#					
	Níger	2,2	2.0 - 2.5	3			#								#				#					
	Sudán	2,2	2.0 - 2.3	5		#	#		#						#				#					
	Ukraine	2,2	2.0 - 2.4	10	#	#	#	#						#	#				#	#	#	#	#	

NOTAS:

*Puntuación ICP Relaciona las percepciones de los grados de corrupción como percibidos por empresarios/as y analistas de los países, y van de 10 (muy limpio) y 0 (muy corrupto),

**Rango de confiabilidad (Desviación estándar) Proporciona un rango de valores de puntuaciones del IPC. Muestra como la puntuación de un país puede variar, dependiendo de la medida de precisión. Nominalmente, con 5% de probabilidades, la puntuación está por sobre el rango, y con otro 5%, por debajo. Sin embargo, en particular cuando sólo unas pocas fuentes (n) están disponibles, el estimativo no sesgado de la media de probabilidades de cobertura es menor que el valor nominal de 90%.

***Encuestas Utilizadas Hace referencia al número de encuestas que evalúan el rendimiento del país. Se utilizaron 18 encuestas y evaluaciones expertas y al menos se necesitan 3 para incluir un país en el IPC.

Un "#" indica que la fuente correspondiente contribuyó a la evaluación del país.

**** Siglas:

BEEPS: Business Environment and Enterprise Performance Survey

CU: Columbia University

EIU: Economist Intelligence Unit

FH: Freedom House, Nations in Transit

II: Information International

IMD: World Competitiveness Report of the Institute for Management Development

MDB: A Multinational Development Bank

MIG: Merchant International Group

PERC: Political and Economic Risk Consultancy, Hong Kong

TI/GI: Gallup International on behalf of Transparency International

WEF: Global Competitiveness Report of the World Economic Forum

WMRC: World Markets Research Centre

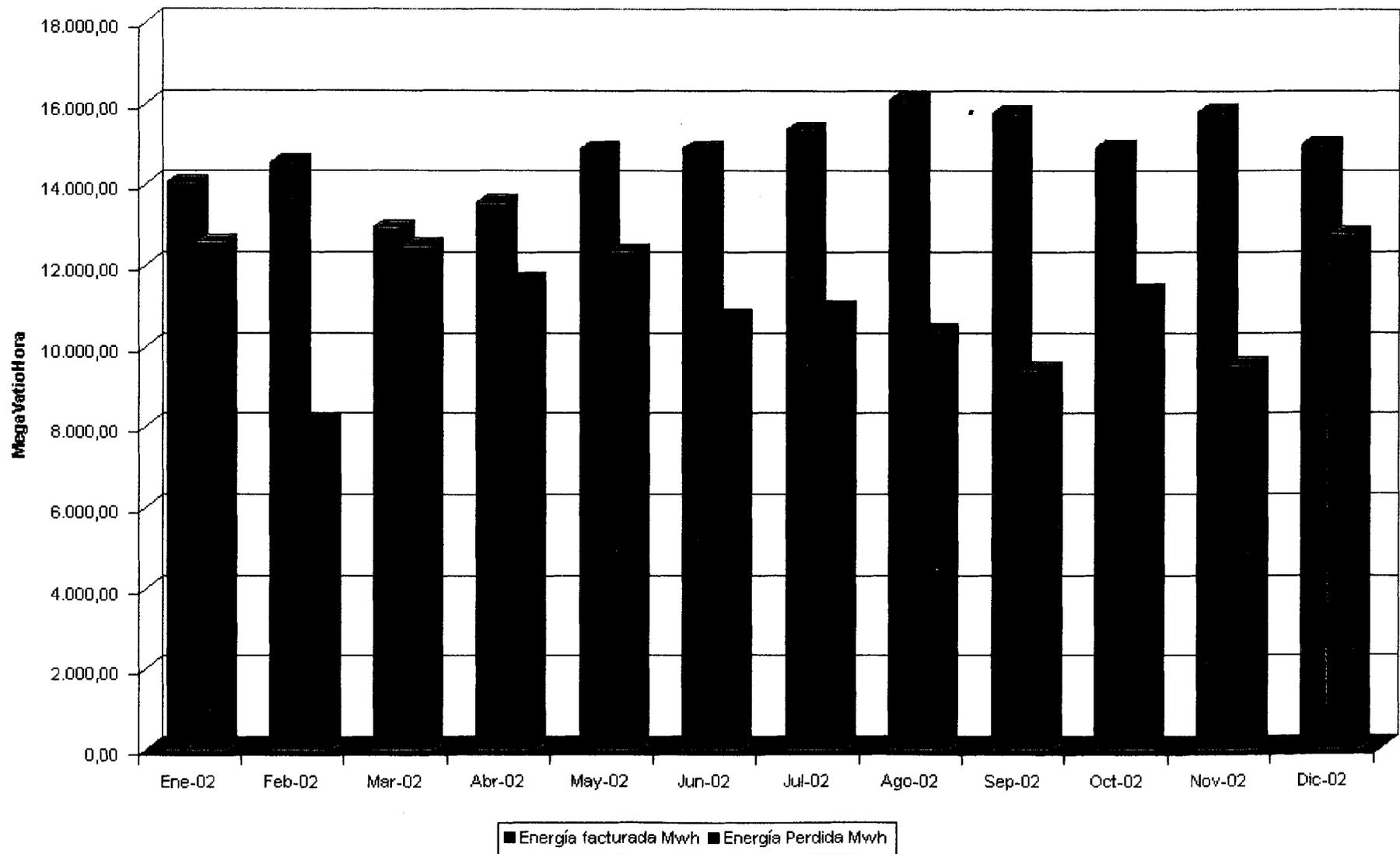
CIB-ESPOL



ANEXO R

BALANCE DE ENERGÍA DEL AÑO 2.002 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO S.A.

Balance de energía de enero 2002 a diciembre 2002



ANEXO S

**PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CON CONTRATO DE
CONCESIÓN O PERMISO OTORGADO POR EL CONELEC A
SEPTIEMBRE DE 2.003**

**PROYECTOS DE GENERACIÓN RENOVABLE NO
CONVENCIONAL CON CONTRATO DE CONCESIÓN O
PERMISO OTORGADO POR EL CONELEC A SEPTIEMBRE DE
2.003**

**PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS CON CONTRATO DE
CONCESIÓN O PERMISO OTORGADO POR EL CONELEC A
SEPTIEMBRE DE 2.003**

PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CON CONTRATO DE CONCESIÓN O PERMISO OTORGADO POR EL CONELEC A SEPTIEMBRE DE 2003

PROYECTO	EMPRESA	No. Unidades x Potencia (MW)	POTENCIA (MW)	ENERGÍA MEDIA GWh/año	CLASE DE TURBINA	RÍO	VERTIENTE	UBICACIÓN	CANTÓN	PROVINCIA	FECHA FIRMA CONTRATO	FECHA ESTIMADA OPERACIÓN	OBSERVACIONES
San Francisco	Hidropastaza	2x115	230	1.403	Francis	Pastaza	Amazonas	San Francisco	Baños	Tungurahua	Firmado	Jul-2006	Contrato suscrito
Mazar	Hidropaute	2x95	190	871	Francis	Paute	Amazonas	Guarumales	Sevilla de Oro	Azuay/Cañar/Morona Santiago	Firmado	Dic-2006	Contrato suscrito
Ocaña	Elecaastro	2x13	26,0	192	Pelton	Ocaña	Pacífico	La Troncal	Cañar	Cañar	Firmado	Ago-2005	Contrato suscrito
Sibimbe	Hidalgo & Hidalgo	2x9	18,0	65,0	Francis	Sibimbe	Pacífico	Echeandía	Echeandía / Ventanas	Bolívar / Los Ríos	Firmado	Nov-2003	Contrato suscrito. Central en construcción
La Esperanza	CRM	4X1,5	6,00	21,0	Kaplan	Mineral	Pacífico	Represa La Esperanza	Portoviejo	Manabí	Firmado	Abr-2005	Contrato suscrito
Poza Honda	CRM	2X1,5	3,00	10,4	Kaplan	Carrizal	Pacífico	Represa Poza Honda	Portoviejo	Manabí	Firmado	Abr-2005	Contrato suscrito
Perlabi	Perlabi	2X1,37	2,74	18,0	Pelton	Perlabi	Pacífico	San José de Minas	Quito	Pichincha	Firmado	Jul-2004	Contrato suscrito. Central en construcción

TOTAL **476** **2.581**

Fuente: Dirección de Concesiones CONELEC (Septiembre 2003)

CIB-ESPOL



**PROYECTOS DE GENERACION RENOVABLE NO CONVENCIONAL CON CONTRATO DE CONCESION O PERMISO OTORGADO POR EL
CONELEC A SEPTIEMBRE DE 2003**

PROYECTO	EMPRESA	POTENCIA (MW)	ENERGÍA MEDIA GWh/año	TIPO	CLASE DE TURBINA	UBICACIÓN	CANTÓN	PROVINCIA	OBSERVACIONES
Salinas	Electroviento	10,0	35	Eólica	Tuirb.Eólica	Valle de Salinas	Ibarra	Imbabura	Contrato suscrito
5 Islas	E.E. GALAPAGOS	7,9	N/D	Eólica + Fotovoltaica	N/D	Varios	Varios	Galápagos	Contrato suscrito
TOTAL		17,9	35,0						

Fuente: Dirección de Concesiones CONELEC (Septiembre 2003)

PROYECTOS TERMOELECTRICOS CON CONTRATO DE CONCESION O PERMISO OTORGADO POR EL CONELEC A SEPTIEMBRE DE 2003

PROYECTO	EMPRESA	No. Unidades x Potencia (MW)	POTENCIA (MW)	ENERGÍA MEDIA GWh/año	CLASE DE TURBINA	COMBUSTIBLE	UBICACIÓN	CANTÓN	PROVINCIA	FECHA FIRMA CONTRATO	FECHA ESTIMADA OPERACIÓN	OBSERVACIONES
Termoriente	Termoriente	22x12	270	2010	MCI	Residuo	Shushufindi	Shushufindi	Sucumbios	Firmado	Oct-2004	Contrato suscrito
Machala Power II	MachalaPower	1x95 turb. vapor	95,0	666	Ciclo combinado	Gas	Bajo Alto	Machala	El Oro	Firmado	Jul-2005	Contrato suscrito
Machala Power III	MachalaPower	1x65 turb. gas	87,0	610	Ciclo combinado	Gas	Bajo Alto	Machala	El Oro	Firmado	Abr-2008	Contrato suscrito
Esmeraldas	Arcutex	2x7+4x9	50,0	307	MCI	Fuel Oil 4	Esmeraldas	Esmeraldas	Esmeraldas	Firmado	Sep-2005	Contrato suscrito
Power Barge I	Termopichincha	1x30	30,0	N/D	Turbina a vapor	Fuel Oil 6	Estero del Muerto	Guayaquil	Guayas			Operación autorizada hasta 27 feb 2004
TOTAL			532	3592								

Fuente: Dirección de Concesiones CONELEC (Septiembre 2003)

CIB-ESPOL



ANEXO T

PORCENTAJES DE REDUCCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS A ABRIL DE 2.004

ANEXO U

VALOR DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN EL AÑO 2.004

CARGOS TANTAS PARA EL CONSUMO A PARTIR DEL MES DE ABRIL DE 2004 HASTA OCTUBRE 2004																					
EMPRESA	AMBITO	ACUDES	BOQUAS	CENTRO SUR	COTOPACHI	EL ORO	CATEG	EMERALDAS	EMELGAR	LOS RIOS	MANABI	MILAGRO	NORTE	QUITO	RODRIGUA	STA ELENA	STO DOMINGO	EL AR	CALPACAZO	SUCUMBIOS	
RESIDENCIAL														RESIDENCIAL							
BAJA Y MEDIA TENSION														BAJA Y MEDIA TENSION							
ENERGIA (US\$/kWh)	0-50	0.091	0.090	0.093	0.081	0.088	0.068	0.082	0.091	0.093	0.091	0.085	0.086	0.083	0.086	0.088	0.087	0.086	0.081	0.081	
51-100	0.096	0.095	0.096	0.085	0.096	0.092	0.071	0.096	0.096	0.096	0.096	0.096	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	
101-150	0.099	0.098	0.101	0.089	0.098	0.096	0.073	0.091	0.098	0.098	0.098	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	
151-200	0.108	0.107	0.108	0.096	0.103	0.103	0.080	0.098	0.098	0.098	0.098	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	
201-250	0.116	0.117	0.119	0.104	0.117	0.103	0.098	0.098	0.098	0.098	0.098	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	
251-300	0.121	0.124	0.128	0.114	0.118	0.103	0.093	0.098	0.098	0.098	0.098	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	
301-350	0.121	0.124	0.126	0.114	0.118	0.103	0.093	0.098	0.098	0.098	0.098	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	
351-400	0.121	0.124	0.126	0.114	0.118	0.103	0.093	0.098	0.098	0.098	0.098	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	
Superior	0.121	0.124	0.126	0.114	0.118	0.103	0.093	0.098	0.098	0.098	0.098	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	
RESIDENCIAL TEMPORAL														RESIDENCIAL TEMPORAL							
0-50	0.121	0.124	0.126	0.114	0.118	0.103	0.093	0.098	0.098	0.098	0.098	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	
GENERAL														GENERAL							
BAJA TENSION SIN DEMANDA														BAJA TENSION SIN DEMANDA							
0-300	0.079	0.081	0.082	0.072	0.081	0.081	0.067	0.076	0.084	0.084	0.081	0.077	0.072	0.079	0.078	0.079	0.078	0.078	0.072	0.072	
Superior	0.100	0.102	0.114	0.099	0.100	0.093	0.090	0.086	0.090	0.086	0.092	0.084	0.084	0.084	0.083	0.080	0.083	0.083	0.083	0.083	
INDUSTRIAL ARTESANAL														INDUSTRIAL ARTESANAL							
0-300	0.072	0.073	0.075	0.063	0.070	0.072	0.054	0.063	0.073	0.073	0.068	0.066	0.066	0.067	0.070	0.070	0.062	0.062	0.054	0.054	
Superior	0.100	0.102	0.114	0.099	0.100	0.093	0.090	0.086	0.090	0.086	0.092	0.084	0.084	0.084	0.083	0.080	0.083	0.083	0.083	0.083	
ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PUBLICO														ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PUBLICO							
0-100	0.035	0.034	0.026	0.031	0.046	0.032	0.049	0.034	0.043	0.041	0.041	0.035	0.035	0.036	0.034	0.034	0.031	0.031	0.024	0.024	
101-200	0.036	0.037	0.028	0.034	0.052	0.035	0.054	0.038	0.041	0.047	0.045	0.040	0.040	0.038	0.041	0.037	0.034	0.034	0.041	0.041	
201-300	0.041	0.040	0.030	0.037	0.056	0.038	0.056	0.041	0.044	0.050	0.048	0.041	0.041	0.045	0.040	0.037	0.034	0.034	0.044	0.044	
Superior	0.080	0.076	0.057	0.070	0.105	0.072	0.095	0.077	0.085	0.090	0.092	0.079	0.079	0.096	0.076	0.071	0.071	0.071	0.085	0.085	
BAJA TENSION CON DEMANDA														BAJA TENSION CON DEMANDA							
DEMANDA (US\$/kWh)	5.729	5.706	5.072	5.075	5.792	5.481	4.055	5.142	5.587	5.777	5.700	5.657	5.407	5.275	5.443	5.387	6.031	6.031	4.971	4.971	
ENERGIA (US\$/kWh)	0.080	0.081	0.091	0.079	0.080	0.074	0.072	0.069	0.072	0.069	0.074	0.076	0.068	0.068	0.072	0.067	0.092	0.092	0.074	0.074	
MEDIA TENSION CON DEMANDA														MEDIA TENSION CON DEMANDA							
DEMANDA (US\$/kWh)	5.656	5.634	5.995	5.011	5.719	5.411	4.000	5.077	5.516	5.507	5.687	5.585	5.338	4.129	5.208	5.374	5.955	5.955	4.908	4.908	
ENERGIA (US\$/kWh)	0.079	0.079	0.084	0.070	0.075	0.066	0.052	0.071	0.066	0.066	0.066	0.066	0.074	0.058	0.072	0.066	0.083	0.083	0.069	0.069	
ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PUBLICO CON DEMANDA														ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PUBLICO CON DEMANDA							
DEMANDA (US\$/kWh)	3.705	3.690	3.926	3.262	3.746	3.544	2.622	3.325	3.613	3.607	3.725	3.659	3.497	2.704	3.412	3.428	3.715	3.715	3.112	3.112	
ENERGIA (US\$/kWh)	0.070	0.070	0.075	0.062	0.071	0.068	0.050	0.063	0.069	0.069	0.071	0.070	0.067	0.052	0.065	0.067	0.066	0.066	0.059	0.059	
MEDIA TENSION CON DEMANDA HORARIA														MEDIA TENSION CON DEMANDA HORARIA							
DEMANDA (US\$/kWh)	5.656	5.634	5.995	5.011	5.719	5.411	4.003	5.077	5.516	5.507	5.687	5.585	5.338	4.129	5.208	5.374	5.955	5.955	4.908	4.908	
ENERGIA (US\$/kWh)	0.075	0.079	0.084	0.070	0.075	0.066	0.042	0.057	0.053	0.053	0.053	0.053	0.074	0.046	0.058	0.053	0.083	0.083	0.069	0.069	
2700 hasta 0700	0.060	0.063	0.067	0.057	0.060	0.063	0.042	0.057	0.053	0.053	0.053	0.053	0.060	0.046	0.058	0.053	0.083	0.083	0.069	0.069	
ALTA TENSION														ALTA TENSION							
DEMANDA (US\$/kWh)	5.553	5.531	5.886	4.920	5.615	5.313	3.690	4.964	5.416	5.407	5.584	5.484	5.241	4.053	5.114	5.276	5.846	5.846	4.819	4.819	
ENERGIA (US\$/kWh)	0.067	0.069	0.074	0.062	0.067	0.059	0.046	0.063	0.056	0.056	0.056	0.056	0.066	0.046	0.058	0.053	0.083	0.083	0.069	0.069	
2700 hasta 0700	0.056	0.062	0.065	0.056	0.059	0.052	0.041	0.056	0.052	0.052	0.052	0.052	0.060	0.046	0.057	0.052	0.066	0.066	0.055	0.055	
ALUMBRADO PUBLICO														ALUMBRADO PUBLICO							
DEMANDA (US\$/kWh)	3.352	3.306	3.700	3.116	3.559	3.155	2.491	2.866	3.063	2.812	3.159	3.477	3.323	2.569	3.242	2.936	2.860	3.706	3.085	3.085	
ENERGIA (US\$/kWh)	0.116	0.116	0.130	0.109	0.123	0.110	0.087	0.099	0.107	0.098	0.110	0.120	0.115	0.089	0.113	0.102	0.100	0.128	0.107	0.107	
COMERCIALIZACION	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	1.414	
(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)	(US\$/Cliente)

1.414 (US\$/Cliente)
2.826 (US\$/Cliente)
4.240 (US\$/Cliente)

1) De 0-500 kWh
De 301-500 kWh
De 501-1000 kWh

BIBLIOGRAFÍA

- 1) CENACE, Soluciones a la problemática del sector eléctrico ecuatoriano, agosto 2004
- 2) CIDEIBER Centro de información y documentación empresarial sobre Ibero América. La energía eléctrica Ecuador, 1999
- 3) Código Civil. Ecuador
- 4) Código del Trabajo. Ecuador
- 5) Código Penal. Ecuador
- 6) Constitución Política del Ecuador
- 7) COTARPEL. VIII Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre tarifas y precios de electricidad. Quito, 1996
- 8) CRIEEL. Revista informativa marzo. Guayaquil, 2005
- 9) DEGARMO, Paul. Ingeniería económica, décima edición, Prentice Hall, México, 1998, 647p
- 10) DIARIO EL HERALDO, Comercializadoras de energía no pagan, Ambato, Marzo 7, 2005
- 11) DIARIO EL TELÉGRAFO, Deudas por energía desestabilizan actual administración de la CATEG, Guayaquil, Ago 2004
- 12) DIARIO EL UNIVERSO, HIDROPAUTE busca acuerdo con la CATEG, Guayaquil, Feb 25, 2005
- 13) DIARIO HOY, Aparecen los grandes deudores de la CATEG, Quito, Ene 12, 2005
- 14) DIARIO LA HORA, Inestabilidad política sacude a América Latina, Quito, Marzo 8, 2005
- 15) HIDROPAUTE , Informe ejecutivo 2002, Azuay
- 16) <http://www.cenace.org.ec>



CIB-ESPOL

- 17) <http://www.conelec.org.ec>
- 18) <http://www.emeloro.gov.ec>
- 19) <http://www.menergia.gov.ec>
- 20) <http://www.osinerg.gob.pe>
- 21) <http://www.transelectric.com.ec>
- 22) **III SEMINARIO NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Cuenca, Azuay**
- 23) **Ley de Compañías**
- 24) **Ley de Régimen del Sector Eléctrico**
- 25) **Ley de Seguridad Nacional. Ecuador**
- 26) **Ley Eléctrica. Chile**
- 27) **Ley Eléctrica. Colombia**
- 28) **Ley Reformatoria a la Ley de Aguas
REGISTRO OFICIAL No. 184 - Lunes, 6 de julio del 2003 - LEY No.
2003 – 17 CONGRESO NACIONAL**
- 29) **MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL
DE PERDIDAS ELÉCTRICAS, OLADE & BID, Volumen 1**
- 30) **NEIRA, Marcelo Ing. Análisis de pérdidas técnicas de energía en
sistemas de distribución eléctrica. Cuenca, Nov 2002**
- 31) **NOBOA BEJARANO, Ricardo. El país del ¡NO!, Edino, Guayaquil,
2004, 249p**
- 32) **Plan Nacional de Electrificación 2002-2011 CONELEC**
- 33) **RODRÍGUEZ, Juan Ing. El déficit tarifario en el sector de la
distribución de energía eléctrica. Manta, Manabí. 2.005**
- 34) **SEMINARIO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN. Guayaquil, Guayas.
2.004**

- 35) VILLARREAL, Eduardo Ing., Mercado eléctrico. 2004
- 36) XIX SEMINARIO NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Loja 2.004
- 37) XX SEMINARIO NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Manta, Manabí.
2.005
- 38) YÉPEZ TAPIA, Armando Dr., La máquina privatizadora. 2004