



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EMPRESARIAL DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN A DISTANCIA Y POSTGRADO**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAGISTER EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE EMPRESAS**

**TEMA:**

**"ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE AFECTAN  
LA LIQUIDEZ DE ELECTROGUAYAS S.A.,  
CON MIRAS A REDUCIR SU CARTERA VENCIDA"**

**AUTORES:**

**ING. SANDRA GARCÍA BUSTOS  
ING. KLÉBER MORALES SORIANO**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**DR. ECO. FRODE RAÚL EGAS**

NOVIEMBRE 2007  
GUAYAQUIL - ECUADOR

## AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Dios quien es nuestro creador y guía espiritual, por habernos dado los dones necesarios para culminar con éxito el desarrollo de este proyecto de graduación.

Agradecemos también a nuestro tutor el Dr. Frode Raul Egas por su invaluable colaboración en el desarrollo de esta tesis así como a los docentes de la UTEG que nos supieron transmitir sus enseñanzas en cada de los modulo que conformaron este programa de maestría.

Ing. Sandra García

Ing. Kléber Morales

## DEDICATORIA

Dedicamos este trabajo a nuestro Dios por que con su infinito amor, nos ha permitido que culminemos con éxito esta etapa en nuestras vidas.

A nuestros padres, quienes con su cariño, apoyo y consejos, han sabido guiarnos en nuestras vidas y nos han enseñado a ser mejores cada día.

Ing. Sandra García

Ing. Kléber Morales

## INDICE GENERAL

	Pág.
<b>INTRODUCCION</b>	1
<b>1. CAPITULO I. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN</b>	
1.1 Antecedentes de la Investigación.....	3
1.2 Mercado Eléctrico Mayorista.....	6
1.2.1 Funcionamiento Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista.....	14
1.3 Problema de la Investigación.....	17
1.3.1 Planteamiento del Problema.....	17
1.3.2 Formulación del Problema de investigación.....	19
1.3.3 Sistematización del problema de investigación.....	19
1.4 Objetivos de la Investigación.....	20
1.4.1 Objetivo General.....	20
1.4.2 Objetivos Específicos.....	20
1.5 Justificación de la Investigación.....	21
1.5.1 Justificación teórica.....	21
1.5.2 Justificación Práctica.....	21
1.6 Marco de Referencia de la Investigación.....	22
1.6.1 Marco Teórico.....	22
1.6.1.1 Crisis Económica en el Sector Eléctrico Ecuatoriano....	22
1.6.1.2 Sugerencias para mejorar la economía de los Agentes en el Sector Eléctrico.....	25
1.6.2 Marco Conceptual.....	26
1.7 Formulación de la hipótesis y variables.....	34
1.7.1 Hipótesis General.....	34
1.7.2 Hipótesis Particulares.....	34
1.7.3 Variables.....	34
1.8 Aspectos metodológicos de la investigación.....	35
1.8.1 Tipo de estudio y de diseño .....	35
1.8.2 Población y muestra.....	35
1.8.3 Métodos y Técnicas.....	36
1.8.4 Tratamiento estadístico de la Información.....	36
1.9 Resultados e Impactos esperados.....	37

## 2. CAPITULO II. ANALISIS, PRESENTACION DE RESULTADOS Y DIAGNOSTICOS

2.1 Análisis del Funcionamiento del Modelo Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista.....	38
2.1.1 Precio de la Energía.....	39
2.1.2 Precio de la Potencia.....	41
2.1.3 Cargos de Transporte.....	41
2.1.4 Liquidación de Transacciones.....	42
2.1.4.1 Liquidación de Energía.....	42
2.1.4.2 Liquidación de Potencia.....	43
2.2 Análisis Económico de la Situación Actual del Mercado Eléctrico Mayorista.....	46
2.2.1 El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Modelo de Costo Marginal.....	48
2.2.2 La Tarifa Eléctrica.....	49
2.2.2.1 Precio referencial de Generación (PRG).....	49
2.2.2.2 Costo Medio de Transmisión (CMT).....	50
2.2.2.3 Valor Agregado de Distribución (VAD).....	51
2.2.3 Déficit Tarifario.....	53
2.2.4 Situación Económica de Deudores y Acreedores.....	56
2.2.5 Administración de Cartera en el MEM.....	61
2.3 Análisis Económico de la Situación Actual de Electroguayas. Análisis comparativo. Evolución, tendencia y perspectivas.....	67
2.3.1 Cobros y Pagos.- Fideicomisos.....	67
2.3.2 Facturación en el mercado de Contratos y Spot.....	72
2.3.2.1 Facturación en el mercado de Contratos.....	72
2.3.2.2 Facturación en el mercado Ocasional.....	76
2.3.3 Recaudación en el Mercado de Contratos y Spot.....	79
2.3.4 Índices de Liquidez.....	87
2.3.4.1 La Razón de Efectivo.....	87
2.3.4.2 La Razón Circulante.....	89
2.3.5 Análisis de la cartera vencida.....	90
2.3.6 Deudas de Electroguayas.....	96
2.4 Resultados.....	99
2.5 Verificación de Hipótesis.....	102
2.6 Resultados de Encuesta.....	107

<b>3. CAPITULO III. PROPUESTA DE CREACION</b>	
3.1 Identificación de factores que originan estados de iliquidez.....	112
3.2 Efecto de los factores causantes de iliquidez sobre las empresas eléctricas.....	118
3.3 Propuesta de medidas que reducirían la situación de iliquidez.....	120
<b>4. CONCLUSIONES</b>	134
<b>5. RECOMENDACIONES</b>	136
<b>6. BIBLIOGRAFIA</b>	138
<b>7. ANEXOS</b>	140

## INDICE DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1: Deuda de las Empresas de Distribución.....	58
Cuadro 2: Acreencias del MEM.....	59
Cuadro 3: Deudas de las Empresas de Generación Térmica con Petrocomercial por compra de combustible....	61
Cuadro 4: Ingresos y Egresos de los Generadores.....	66
Cuadro 5: Ingresos y Egresos de los Distribuidores y Grandes Consumidores.....	66
Cuadro 6: Ingresos y Egresos en la Empresa de Transmisión ..	67
Cuadro 7: Facturación en Contratos.....	74
Cuadro 8: Facturación Anual en el Mercado de Contratos.....	76
Cuadro 9: Facturación en el Mercado Ocasional .....	77
Cuadro 10: Comparativo mensual de Facturación en el Mercado Ocasional .....	79
Cuadro 11: Recaudación en el Mercado Ocasional.....	79
Cuadro 12: Recaudación en el Mercado de Contratos.....	81
Cuadro 13: Recaudación en el Periodo 2001-2006.....	83
Cuadro 14: Cruce de Cuentas .....	85
Cuadro 15: Cartera Vencida a Diciembre 2006.....	91
Cuadro 16: Distribución de la cartera vencida a diciembre de 2006.....	94
Cuadro 17: Resumen de Deudas de Electroguayas a diciembre 2006.....	97
Cuadro 18: Estado Económico a Diciembre 2006.....	110

## INDICE DE GRAFICOS

	Pág.
Gráfico 1: Esquema de Integración Vertical y Horizontal.....	5
Gráfico 2: Esquema de competencia en la generación de electricidad.....	6
Gráfico 3: Estructura legal del Sector Eléctrico.....	7
Gráfico 4: Estructura y organización del sistema eléctrico ecuatoriano.....	8
Gráfico 5: Reglas básicas para el funcionamiento del MEM....	13
Gráfico 6: Modelo de funcionamiento Comercial del MEM.....	16
Gráfico 7: Flujo energético general en el MEM.....	38
Gráfico 8: Precio de la Energía.....	39
Gráfico 9: Sanción de Precios en Barra de Mercado.....	40
Gráfico 10: Balance de Energía en el mercado.....	42
Gráfico 11: Relaciones Comerciales de energía en el MEM.....	43
Gráfico 12: Tarifa Eléctrica en el MEM.....	52
Gráfico 13: Tarifa Eléctrica en Empresas de Distribución .....	54
Gráfico 14: Déficit Tarifario.....	55
Gráfico 15: Pérdidas de Energía en las Empresas de Distribución.....	57
Gráfico 16: Esquema de Cobros y Pagos en el MEM .....	62
Gráfico 17: Metodología de asignación de recursos.....	63
Gráfico 18: Proceso de Transacciones.....	65
Gráfico 19: Facturación anual en mercado de contratos.....	75
Gráfico 20: Variación anual de la facturación en el Mercado Spot	78
Gráfico 21: Porcentaje de Recaudación anual de la facturación en el Mercado Spot.....	80
Gráfico 22: Porcentaje de Recaudación anual de la facturación en el Mercado de Contratos.....	82
Gráfico 23: Porcentaje de Recaudación anual de la Facturación Total.....	84
Gráfico 24: Recaudación anual de la Facturación Total.....	85
Gráfico 25: Recaudaciones Totales.....	86
Gráfico 26: Razón de Efectivo.....	87
Gráfico 27: Razón Circulante.....	89
Gráfico 28: Estructura de la Cartera Vencida.....	90
Gráfico 29: Cuentas por cobrar en Mercado Ocasional .....	92

Gráfico 30: Cuentas por cobrar en Mercado de Contratos.....	93
Gráfico 31: Deuda del CENACE.....	96
Gráfico 32: Evolución de Pasivos.....	98
Gráfico 33: Empresas de Distribución que más pagan .....	103
Gráfico 34: Empresas de Distribución que menos pagan .....	104
Gráfico 35: Relación Índice de Liquidez y Porcentaje de Recaudación.....	106

## INDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Formato de Encuesta

Anexo 2: Prelaciones de Pago.

Anexo 3: Decretos de Emergencia para compra de combustible  
a crédito.

## GLOSARIO

<b>CATEG:</b>	Corporación para la administración temporal eléctrica de Guayaquil
<b>CENACE:</b>	Centro Nacional de Control de Energía.
<b>Cgi:</b>	Costo de producción del generador i.
<b>CMT:</b>	Costo Medio de Transmisión.
<b>CONELEC:</b>	Consejo Nacional de Electrificación
<b>Dc:</b>	Demanda con contrato
<b>Dem:</b>	Demanda
<b>Ecuacier:</b>	Comisión de Integración Energética Regional
<b>EE</b>	Empresa Eléctrica
<b>Fgi:</b>	Factor de nodo del generador i.
<b>Gc:</b>	Generador con contrato
<b>Gen:</b>	Generador
<b>GP:</b>	Generador Privado
<b>IESS:</b>	Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social
<b>INECEL:</b>	Instituto Nacional de Electrificación.
<b>LRSE:</b>	Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
<b>MEM:</b>	Mercado Eléctrico Mayorista
<b>MW:</b>	Megavatio.
<b>MWh:</b>	Megavatio Hora
<b>OLADE:</b>	Organización Latinoamericana de Energía
<b>Pcn:</b>	Precio Contratado
<b>PG:</b>	Precio de Generación
<b>PMT:</b>	Precio Medio de Transmisión
<b>PM:</b>	Precio Marginal
<b>PRG:</b>	Precio Referencial de Generación.
<b>SNI:</b>	Sistema Nacional Interconectado
<b>Spot:</b>	Ocasional
<b>SPSS:</b>	Statistical Product and Service Solutions
<b>TUF:</b>	Tarifa al usuario final.
<b>VAD:</b>	Valor Agregado de Distribución.

## RESUMEN EJECUTIVO

El mercado eléctrico ecuatoriano actualmente atraviesa una delicada situación económica lo cual repercute directamente en la economía de los agentes miembros del mercado eléctrico mayorista. A raíz de que se extinguió el Instituto Nacional de Electrificación (INECEL) en marzo de 1999, se dio paso a un nuevo esquema que si bien, organizacionalmente está acorde a niveles internacionales, la gestión que en la mayoría de estas empresas se realiza no es la más adecuada.

En efecto, los niveles de pérdidas de energía ocasionado por las ineficiencias de las administraciones de las empresas de Distribución, quienes son el primer eslabón macro de esta cadena del negocio de electricidad, especialmente en el tipo económico, son tales que en algunos casos han llegado por valores sobre el 40%; ello incluyendo pérdidas tanto técnicas, no técnicas y de administración, ocasionando por tanto que estas empresas no perciban como ingreso lo que facturan. Adicionalmente se tienen otros factores que inciden en la economía de las empresas eléctricas como son: escasa recaudación, déficit tarifario, falta de definición del régimen de negocio de las empresas de distribución, falta de inversiones etc.

Esta situación es transferida a las empresas de generación quienes a su vez, en el caso de las empresas termoeléctricas, transfieren esta deficiencia a Petrocomercial. Pero el problema en sí radica desde el usuario final quien, concientemente hace caso omiso a sus obligaciones afectando por tanto la economía de las empresas de distribución y por tanto afectando también la cartera del resto de empresas involucradas en esta cadena.

Si bien el negocio de la electricidad es muy rentable, para el caso del Ecuador éste no resulta tan bueno puesto que las distorsiones que existen como el déficit tarifario,

perdidas de energía entre otras, conllevan a una iliquidez a los agentes del mercado eléctrico.

En el caso de ELECTROGUAYAS S.A., la facturación que se realiza a sus clientes no es efectivamente percibida, teniendo en el 2006 un porcentaje de recaudación de 20.03%; por otro lado, los pasivos que tiene la empresa son como consecuencia de la falta de efectivo pero no superan la facturación, existiendo por tanto un saldo a favor de la empresa, el cual al final del 2006 fue de 9 millones de dólares. El no tener liquidez, conlleva a que la empresa tenga muchas limitaciones en cuanto a planes de expansión, muy necesario incrementar captación en el mercado.

Es por tanto necesario que se realicen las gestiones para establecer mecanismos de pago por parte de las empresas deudoras, exigir garantías de recaudación al gobierno (quien es el accionista a través del Fondo de Solidaridad) a través de la modificación del marco jurídico actual, nueva modalidad de contratos de energía donde se minimice el riesgo, despolitización del sector, entre otras.

## INTRODUCCION.

La liquidez constituye el mejor indicativo de la situación económica de una empresa y de cual es la capacidad que tiene la misma para cumplir con sus deudas y obligaciones a corto plazo.

Enfrentar graves problemas de liquidez, es uno de los temores más grandes de toda empresa porque puede acarrear serias consecuencias como: *Venta de activos a descuento por un valor menor al del mercado*, lo que implica sacrificar costos por flujo de efectivo; *pérdida de oportunidades*, ya que al no tener los recursos suficientes no se podrá reinvertir; y *pérdida de confianza* por parte de los acreedores al no poder cubrir con nuestras obligaciones de manera oportuna. Adicionalmente, puede ocurrir que las empresas a las que se les adeuda, inicien procesos de coactivas mediante los respectivos procesos judiciales establecidos.

Las empresas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, enfrentan serios problemas de liquidez, entre ellas Electroguayas, principal generadora térmica del país, por lo que la presente tesis se enfocará a analizar cuales son los factores que afectan la falta de liquidez así como se planteará una propuesta de medidas para reducir la situación de iliquidez.

Para tal efecto, en el capítulo I, realizamos una exposición de manera muy general de cual es la historia y situación actual del sector eléctrico ecuatoriano, el marco conceptual de cómo funciona el mercado eléctrico mayorista, el planteamiento del problema de la liquidez, los objetivos e hipótesis que se desean cumplir y las hipótesis correspondientes para el problema que se plantea; adicionalmente se indicarán las variables que se analizarán y como se realizará la investigación.

A continuación en el capítulo II, se procede a realizar un análisis del funcionamiento comercial del Mercado Eléctrico Mayorista, la situación financiera de los agentes del MEM (deudores y acreedores), situación actual de Electroguayas, administración y evolución de cartera, índices de liquidez y verificación de resultados e hipótesis, con la finalidad de presentar el diagnóstico correspondiente a la situación planteada.

En el Capítulo III, se hace una identificación de los factores causantes de la iliquidez en la empresa, sus efectos y una propuesta de las medidas tanto para la reducción de los niveles de iliquidez en el mediano o largo plazo como para la recuperación de su cartera vencida a nivel institucional como a nivel del sector eléctrico en general.

## CAPITULO I

### DISEÑO DE LA INVESTIGACION

#### 1.1. Antecedentes de la Investigación.- Mercado Eléctrico Mayorista

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), fue creado en 1961 y entre sus funciones estaban lo relacionado a la planificación, construcción, operación, mantenimiento, regulación, fijación de tarifas y control de las empresas eléctricas (generadoras, distribuidoras y transmisión).

Diversos problemas como: Paridad Cambiaria Fija, Aumento de aranceles de importación, decisiones políticas no técnicas y anti económicas, ocasionaron que el sector eléctrico desde el año de 1985 entrara en un proceso de deterioro por lo que la expansión en el mismo fue afectada ocurriendo retrasos en proyectos planificados al mediano y largo plazo, acontecieron postergación de mantenimientos, las soluciones emergentes que se tomaron en aquellos tiempos fueron muy costosas para la economía del país e incluso el desabastecimiento de combustibles fue de gran impacto dándose lugar en varias ocasiones los famosos racionamientos eléctricos, el cual se debió básicamente a la falta de la infraestructura, por lo que era necesario la creación de un modelo de mercado y cambiar la estructura existente de esa época ya que todas las empresas del sector eléctrico pertenecían al INECEL, y estaban integradas en una forma vertical.

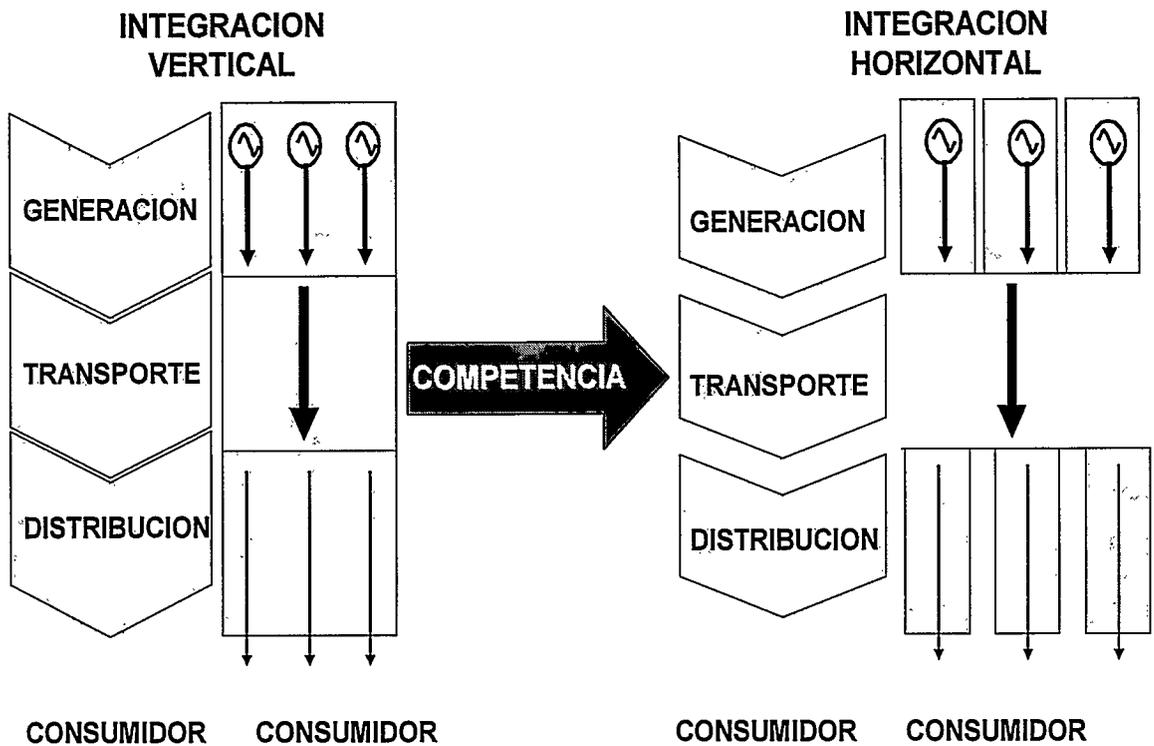
El objetivo de crear un mercado competitivo fue concebido bajo la premisa de minimizar costos de producción de energía eléctrica y maximizar el beneficio social.

El producto que se esperaba obtener era en si, un manejo técnico y eficiente del parque eléctrico del país, optimizando los recursos tanto hidráulicos como térmicos en lo que se refiere a la generación eléctrica, reduciendo las pérdidas de energía técnicas a nivel de las redes de distribución primaria, secundaria y de transmisión eléctrica a si como la reducción y control de las perdidas de energía a nivel de la distribución secundaria de energía eléctrica esto último mediante un estricto control a las pérdidas negras (hurto de energía, alteración de medidores, pérdidas administrativas etc), lo cual es el principal factor que produce el desbalance en la facturación-recaudación.

El precio de la energía que se esperaba conseguir mediante este modelo "marginalista" era un precio acorde a la realidad del sistema eléctrico, donde el beneficiario directo fuese el usuario final.

Ante los problemas ocurridos en el sector eléctrico y considerando que la gestión que realizaba el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) no era la más adecuada, el gobierno de turno dio las instrucciones pertinentes para que esta entidad concluyera sus actividades y así el 31 de marzo de 1999 se procedió con la liquidación del INECEL dando paso a la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), pasando así del esquema vertical al esquema horizontal como se puede apreciar el gráfico No. 1

Gráfico No. 1 Esquema de Integración Vertical y Horizontal



Fuente: CENACE  
Elaborado: Autores de Tesis

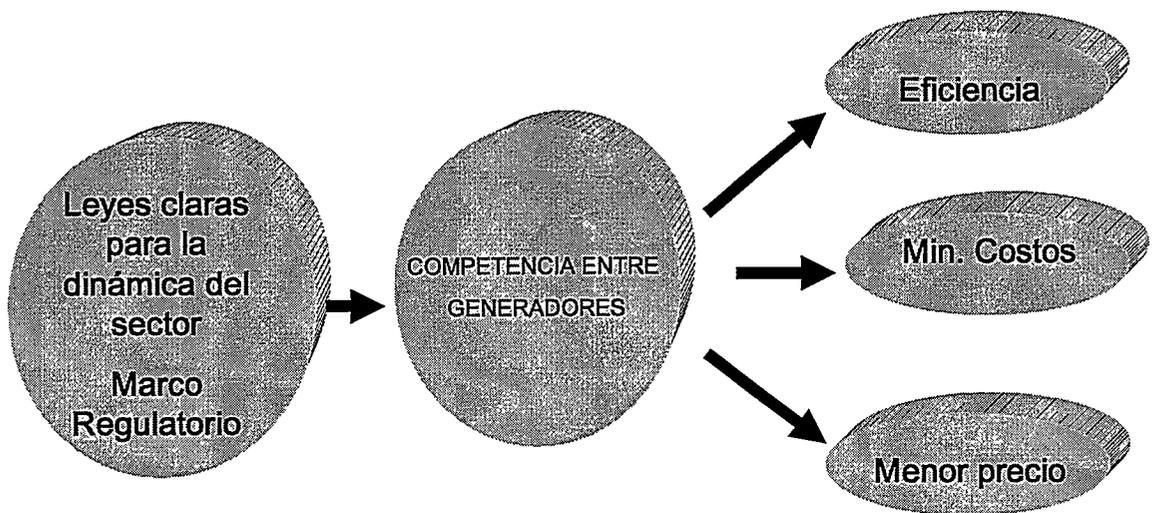
La descentralización del sector eléctrico buscaba mejorar su situación, siendo por tanto necesario una gestión eficiente de las empresas eléctricas conformadas; sin embargo, los objetivos que se plantearon en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, no fueron cumplidos en su totalidad, puesto que a pesar de tener un nuevo esquema, los problemas de carácter técnico y económicos fueron transferidos a estas nuevas empresas, acentuándose con el pasar de los años.

Si bien al inicio del funcionamiento del MEM, el estado de liquidez era aceptable, los múltiples problemas presentados como el déficit tarifario por ejemplo, coadyuvaron a que la situación de las empresas empeoren tal como se lo podrá apreciar más adelante.

### a. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Con la reestructuración del sector eléctrico, se debería introducir la competencia en la generación de electricidad a través de leyes y regulaciones como se indica en el gráfico No. 2

Gráfico No. 2 Esquema de competencia en la generación de electricidad.



Elaborado: Autores de Tesis

A fin de dar paso a este nuevo esquema del sector eléctrico, se creó la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) la misma que fue publicada el 10 de octubre de 1996 en el registro oficial No. 43 con el objetivo de dar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, garantizando con ello un desarrollo económico y social con la característica básica de establecer la competencia en la generación de energía eléctrica, con la transmisión de electricidad centralizada y la distribución de energía eléctrica por área en régimen de monopolio, excepto los grandes consumidores.

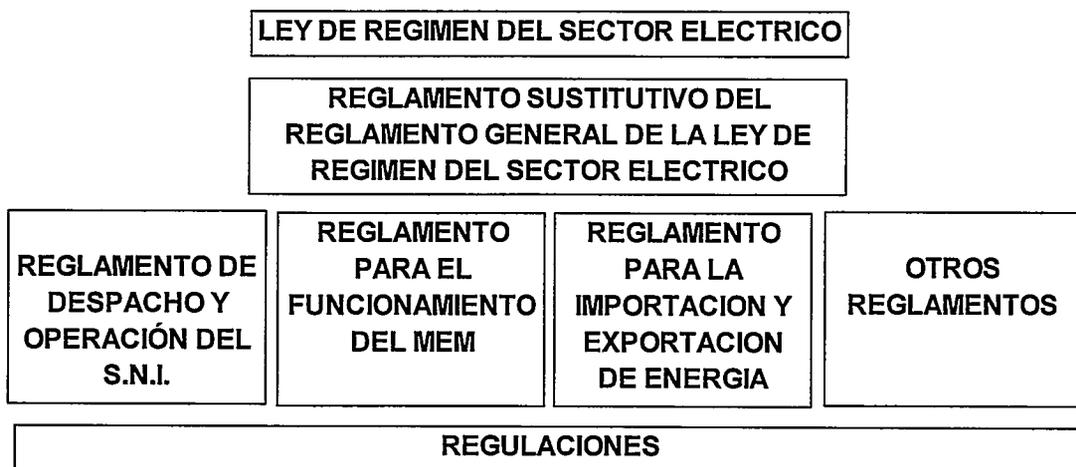
Es importante indicar que esta ley esta fundamentada en los siguientes aspectos:

- Despolitización del sector eléctrico,
- Optimización del Servicio bajo el esquema de una operación técnica y económica del sistema,
- Desintegración de las funciones normativas de las actividades empresariales,
- Introducción de conceptos de competencia en el área de generación,
- Promover la participación del sector privado,
- Acceso libre a las redes de transporte de energía eléctrica,
- Libre selección del proveedor de electricidad.
- Conformación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM),
- Proteger los derechos de los consumidores,
- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema nacional interconectado.

Con la LRSE, se dio paso a la conformación de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con lo cual se esperaba eficientizar las actividades de la generación, distribución y transmisión de la electricidad.

Desde un punto de vista legal, la estructura legal del sector eléctrico es como se indica en el gráfico No. 3.

Gráfico No. 3 Estructura legal del Sector Eléctrico.



Elaborado: Autores de Tesis



▪ **Ente de regulación y supervisión (CONELEC).**

La ley del Régimen del Sector Eléctrico creó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), basado en los artículos del 12 al 21 en su capítulo IV, como una persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, el cual comenzó a operar el 20 de noviembre de 1997. Este ente es quien:

- Dicta las regulaciones para la generación, transmisión y distribución,
- Elabora el Plan Maestro de Electrificación,
- Aprueba los pliegos tarifarios,
- Otorga las concesiones, permisos y licencias para los agentes del MEM,
- Controla el cumplimiento de la normatividad en las actividades del sector eléctrico.

▪ **Un administrador del Mercado Eléctrico Mayorista (CENACE).**

La ley del Régimen del Sector Eléctrico creó el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como una corporación civil de derecho privado, de carácter técnico y sin fines de lucro, cuyos miembros son las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores. Fue constituida en el año 1999 y es el responsable de:

- Planificación del sistema en el corto, mediano y largo plazo a mínimo costo,
- Ordenar el despacho de generación a mínimo costo marginal horario de corto plazo,
- Coordinar en tiempo real la operación del sistema nacional interconectado (SNI),
- Preservar la eficiencia global del sector eléctrico.

▪ **Empresas de generación.**

Bajo el esquema de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, las unidades de generación existentes fueron agrupadas por empresas de generación las mismas que tienen las siguientes obligaciones:

- Explotación por cuenta propia asumiendo riesgos comerciales,
- Operar según las normas legales y reglamentarias, incluyendo los contratos firmados con el CONELEC,
- No se podrán asociar entre si para establecer negocios,
- No podrán por sí o por tercera persona controlar más del 25% de la potencia instalada en el país,
- Tendrán opción a la expansión, reemplazo de centrales de bajo rendimiento, nuevas tecnologías.

Las empresas de generación que actualmente operan en el país son:

- |                             |                          |
|-----------------------------|--------------------------|
| 1. HIDROPAUTE S.A.          | 10. ELECAUSTRO           |
| 2. HIDROAGOYÁN S.A.         | 11. EMAAP-Q              |
| 3. HIDRONACIÓN S.A.         | 12. INTERVISATRADE       |
| 4. MACHALA POWER Cia. Ltda. | 13. ECOLUZ (HCJB) Loreto |
| 5. TERMOESMERALDAS S.A.     | 14. ULYSSEAS, INC        |
| 6. TERMOPICHINCHA S.A.      | 15. HIDALGO & HIDALGO    |
| 7. ELECTROGUAYAS S.A.       | 16. TERMOGUAYAS          |
| 8. CATEG – Generación       | 17. HIDROPASTAZA         |
| 9. ELECTROQUIL              |                          |

▪ **Empresa de Transmisión (Transelectric).**

Las obligaciones de la empresa de transmisión de acuerdo a los objetivos de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico son:

- Expansión del Sistema Nacional de Transmisión en base a su planeación y la debida aprobación del CONELEC,
- Permitir libre acceso a terceros a su sistema, con el respectivo pago del peaje,
- No puede otorgar ni ofrecer ventajas en el acceso a sus instalaciones,
- No comercializar energía eléctrica,
- Realizar conexiones internacionales.

▪ **Empresas de Distribución.**

Encargadas de la operación de las redes de distribución eléctrica localizadas en forma monopólicas. Las obligaciones de las empresas de distribución, de acuerdo a los objetivos de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico son:

- Satisfacer la demanda requerida por los clientes.
- Cumplir con los niveles adecuados de servicio y mejoras en su área de concesión,
- Gestión propia de su rentabilidad, el Estado no garantiza la rentabilidad del negocio,
- No pueden generar energía eléctrica,
- Permitir el libre acceso de terceros a sus redes,
- Tiene oportunidad de ampliar su mercado.

Las empresas de distribución que actualmente operan en el país son:

- |                             |                               |
|-----------------------------|-------------------------------|
| 1. REGIONAL NORTE S.A.      | 11. REGIONAL MANABI S.A.      |
| 2. QUITO S.A.               | 12. LOS RIOS C.A.             |
| 3. COTOPAXI                 | 13. MILAGRO C.A.              |
| 4. AMBATO S.A.              | 14. PENINSULA Sta. ELENA C.A. |
| 5. RIOBAMBA S.A.            | 15. EMELGUR S.A.              |
| 6. REGIONAL CENTRO SUR S.A. | 16. CATEG-DISTRIBUCION        |
| 7. REGIONAL SUR S.A.        | 17. EL ORO S.A.               |
| 8. AZOGUEZ C.A.             | 18. SANTO DOMINGO S.A.        |
| 9. BOLIVAR S.A.             | 19. SUCUMBIOS.                |
| 10. ESMERALDAS S.A.         |                               |

▪ **Grandes Consumidores.**

Son empresas de carácter privado las cuales pueden realizar contratos de compra de energía directamente con los generadores (públicos o privados) o con las empresas de distribución. Le dan el dinamismo al mercado eléctrico y para ser calificados como tal, deben tener un valor promedio mensual de demandas máximas mensuales de 650KW y un consumo mínimo anual de 4500 KWh<sup>1</sup>.

El establecer contratos con este tipo de empresas, es una garantía de tener flujo de efectivo puesto que, siendo empresas privadas consumidoras de energía, el pago por el contrato de energía está garantizado a diferencia con las empresas de distribución

▪ **Autogeneradores.**

Son aquellas empresas de carácter privado que tienen sus propios equipos de generación eléctrica para el uso de sus procesos industriales y tienen, de acuerdo a la ley del régimen del sector eléctrico, la facilidad de vender sus excedentes de energía eléctrica al Mercado Eléctrico Mayorista. Estos autogeneradores son:

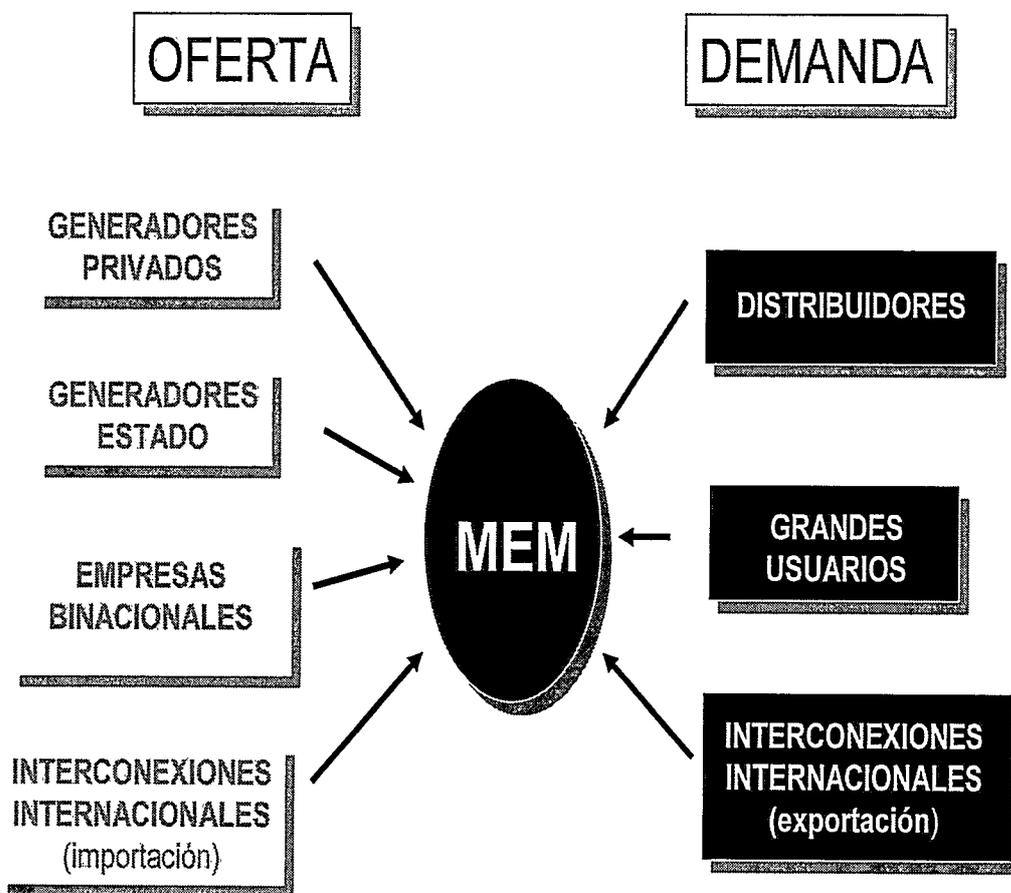
- |                            |                                  |
|----------------------------|----------------------------------|
| 1. AGIP (Arco Oriente).    | 11. Soc. Agric. e Ind. SANCARLOS |
| 2. AGUA y GAS de SILLUNCHI | 12. ECUDOS                       |
| 3. ECOLUZ (HCJB)           | 13. ECOELECTRIC S.A.             |
| 4. MOLINOS LA UNION        | 14. ENERMAX (CALOPE)             |
| 5. PETROPRODUCCIÓN         | 15. HIDROABANICO                 |
| 6. EMAAP-Q                 | 16. HIDROIMBABURA                |
| 7. PERLABÍ                 | 17. I.M. MEJIA (La Calera)       |
| 8. OCP                     | 18. LA INTERNACIONAL             |
| 9. LAFARGE (Selva Alegre)  | 19. MANAGENERACIÓN               |
| 10. REPSOL YPF             | 20. CONSORCIO BLOQUE 7 - 21      |

<sup>1</sup> Regulación CONELEC No. 006/03, pág. 2

Las actividades de cada uno de estos agentes, son coordinadas por el CENACE, de acuerdo a lo indicado en el artículo 23 de la LRSE<sup>2</sup> los costos asociados a estas actividades dan como resultado la tarifa al usuario final o costo del servicio (artículo 6 del reglamento de tarifas).

En este mercado eléctrico concurren tanto la oferta como la demanda interactuando en base a las regulaciones vigentes. Esta interacción es como se muestra en el gráfico No. 5

Gráfico No. 5 Reglas básicas para el funcionamiento del MEM.



Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

<sup>2</sup> Ley del Régimen del Sector Eléctrico, pág. 10

## **b. Funcionamiento Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista**

La creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) permitió definir un ámbito para la realización de las transacciones de energía, con una sanción de precios objetiva y transparente la cual refleja el costo económico de producción; mediante las regulaciones emitidas por el CONELEC, se establecieron las normas que en dicho Mercado actualmente regulan la compra/venta de energía y potencia, los servicios prestados por los agentes y la fijación de precios horarios.

El CENACE valora el servicio de energía eléctrica a costos marginales de acuerdo con el principio de que el sistema opera a mínimo costo. Este mínimo costo y precio de mercado se determinan en tiempo real sobre la base del costo de producción del último KWh que cubre la demanda de potencia y energía (Teoría Marginalista). Para tal efecto las unidades de generación calificadas para la producción, así las unidades termoeléctricas participan con su costo variable de producción mientras que las unidades de generación hidráulica venden su energía a un costo de oportunidad (valor del agua), las Interconexiones Internacionales nos venden su energía por el precio de oportunidad de oferta de esa energía en relación al mercado eléctrico ecuatoriano.

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

- **Mercado de Contratos.**

Los contratos de compra-venta son acordados libremente entre generadores y distribuidores, generadores y grandes consumidores y entre Distribuidores y Grandes Consumidores. Este mercado establece compromisos comerciales pero no necesariamente de producción o de consumo, los precios son pactados de forma libre y el cumplimiento de estos contratos es verificado por el CENACE.

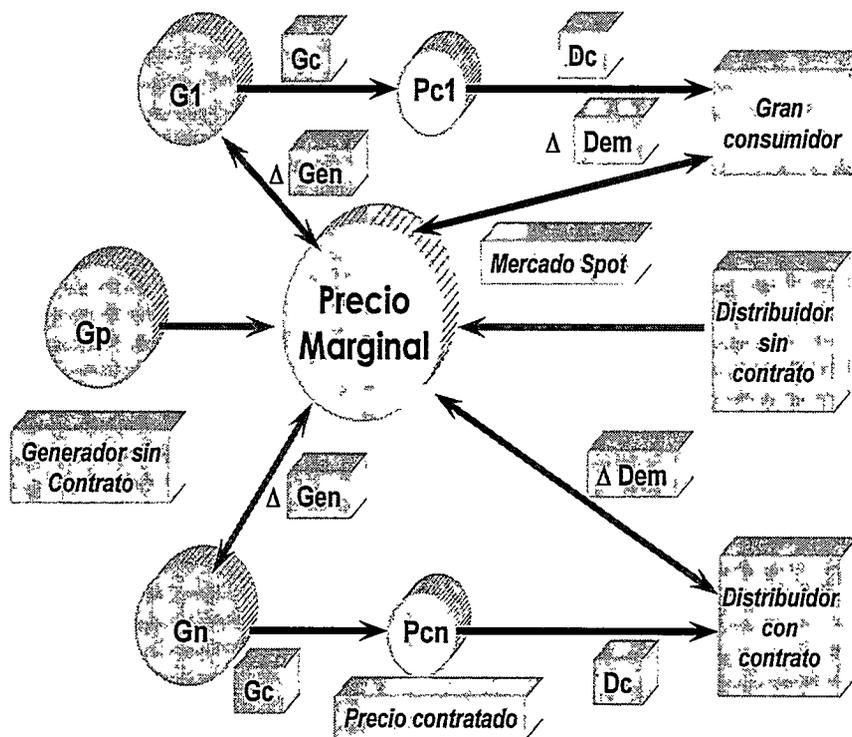
Los contratos son de tipo comercial pero que no afectan la operación física o en tiempo real del sistema. Los generadores o distribuidores que no tienen contrato pueden vender o comprar en el MEM a costo marginal horario en el mercado denominado spot.

- **Mercado Ocasional o Spot.**

Las transacciones de energía en el mercado spot, están relacionadas con la compra-venta de energía al precio de la unidad que esté marginando en la hora correspondiente. En este tipo de mercado un generador puede tener utilidades o pérdidas en la transacción a realizar. Si compra energía en el mercado spot y en época de lluvia obtiene una ventaja competitiva, mientras que si está en mantenimiento y compra energía en época de estiaje reduce su margen de ingresos.

El modelo de funcionamiento comercial del MEM, es como se indica en el gráfico No. 6

Gráfico No. 6 Modelo de funcionamiento Comercial del MEM.



Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

El funcionamiento comercial del MEM, está relacionado directamente con:

- El precio de la energía,
- El precio de la Potencia,
- Cargos de Transporte,
- Liquidación de Transacciones.

El análisis del modelo comercial del Mercado Eléctrico Mayorista, se lo revisará en el capítulo II, puesto que es en ese capítulo donde se expondrá la situación actual del caso de estudio que se está analizado.

Una vez constituidos los agentes del MEM, el INECEL transfirió cada una de ellos (generadores, distribuidores y transmisor) los bienes correspondientes para que operen libremente como empresas "privadas". Los bienes recibidos por cada agente del mercado eléctrico tienen su respectiva valoración, misma que debe ser cancelada al Ministerio de Economía y Finanzas a fin de que esas instalaciones sean cien por ciento de estas nuevas empresas.

Actualmente con las distorsiones presentadas en el mercado eléctrico han incidido para que los agentes no cumplan con esta obligación al estado ecuatoriano, así también los endeudamientos por compra de combustibles, indisponibilidades por falta de repuestos electro-mecánicos, tarifas eléctricas subsidiadas, carteras vencidas, déficit tarifarios entre otros, inducen a que estas empresas adquieran deudas y obligaciones las cuales se van agravando, afectando la liquidez de éstas y por ende la del mercado eléctrico ecuatoriano.

## **1.2. Problema de la Investigación**

### **1.2.1 Planteamiento del Problema**

La compañía de generación termoeléctrica Guayas, "Electroguayas S.A.", es una empresa privada que maneja fondos públicos y cuyo único accionista es el Fondo de Solidaridad, fue constituida el 13 de enero de 1999 teniendo como objetivo principal el generar y comercializar energía y potencia eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.

La generación y comercialización de la energía y potencia eléctrica, la realiza a través de sus cinco unidades de generación que son:

- Central Térmica Trinitaria, con una unidad de generación de 133 MW,
- Central Térmica Gonzalo Zevallos, con tres unidades de generación que suman en total 166 MW, y
- Central Térmica Enrique García (Pascuales) con 102 MW

Estas cinco unidades de generación suman 401 MW de potencia instalada, constituyéndola en la segunda empresa de generación y la primera en el sector termoeléctrico del país. Este negocio es realizado a través de la venta de energía y potencia al Mercado Eléctrico Mayorista, siendo sus principales clientes las empresas de Distribución y los Grandes Consumidores.

Las ventas que Electroguayas S.A. realiza en el Mercado Eléctrico Mayorista, son a través del mercado a plazo (PPA) y del mercado ocasional. Las transacciones que se realizan en el mercado ocasional, en el cual se obtiene el mayor porcentaje de ventas, son administradas por un fideicomiso, quien distribuye los dineros de acuerdo a una prelación debidamente estructurada incidiendo ello a que no exista el suficiente flujo de caja para solventar los requerimientos que se necesita para su normal operación y mantenimiento de la compañía.

En un escenario ideal el negocio eléctrico es muy rentable, pero si para el largo plazo las condiciones del mercado eléctrico no mejoran, la situación económica tanto de Electroguayas como del resto de empresas sería muy desfavorable para que continúen con su normal actividad, podría darse el caso de que al no cumplir con sus obligaciones, se entre en un proceso de moratoria y conduciendo a un estado de quiebre empresarial por falta de liquidez.

### **1.2.2 Formulación del Problema de investigación**

En vista que el problema de falta de liquidez de Electroguayas se debe a los altos niveles de cartera vencida que posee la empresa, es importante establecer una estrategia para reducir esta cartera y contar con más flujo de efectivo para liquidar las deudas pendientes de pago, especialmente con Petrocomercial, que como se verá más adelante constituyen las deudas más fuertes de la empresa; pero para cumplir lo anteriormente expuesto es importante por empezar contestando la pregunta que se muestra a continuación:

¿Cuáles son las causas que inciden en que exista una baja recaudación de los rubros facturados en Electroguayas S.A. desde que se inició el Mercado Eléctrico Mayorista?

### **1.2.3 Sistematización del problema de investigación**

1. ¿Cómo ha sido la evolución de la iliquidez de Electroguayas S.A. desde que se conformó el Mercado Eléctrico Mayorista?
2. ¿Cómo es el proceso que usa el administrador del Mercado Eléctrico Mayorista (CENACE) para la liquidación de las transacciones comerciales?

3. ¿Cómo están constituidos los fideicomisos para el pago a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista?
4. ¿Cuáles son las prelacións de pago que se tiene en el Mercado Eléctrico Mayorista y cual es la incidencia de estos?
5. ¿Cómo Electroguayas S.A. podría recuperar su cartera vencida?

### **1.3 Objetivos de la investigación**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Determinar las diferentes causas que ocasionan el estado de iliquidez en Electroguayas S.A.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Analizar los índices de iliquidez por efecto de la baja recaudación debido a la venta de energía en los contratos a plazo y mercado spot.
2. Verificar el proceso que usa el CENACE en la liquidación de las transacciones comerciales.
3. Analizar la constitución de los fideicomisos para los pagos a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.
4. Delimitar las prioridades de pago a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista y analizar su impacto en la economía de las empresas.
5. Determinar un plan estratégico para que Electroguayas S.A., una vez identificado los factores que afectan su liquidez, pueda recuperar su cartera vencida.

## **1.4 Justificación de la investigación**

### **1.4.1 Justificación Teórica**

El proyecto propuesto, busca determinar la forma de mejorar y optimizar los procesos inherentes a la facturación y recaudación de los rubros relacionados con la venta de energía y potencia eléctrica realizada en el Mercado Eléctrico Mayorista, ya sea en el mercado de contratos de energía o en el mercado ocasional. La implantación de la mejora en los procesos antes mencionados, permitirá a Electroguayas S.A. enfrentar la crisis económica por la que atraviesa desde que se conformó el MEM.

### **1.4.2 Justificación Práctica**

Los resultados que se obtengan de los análisis que se desarrollen en nuestra investigación, servirán de base para que Electroguayas S.A. crezca económicamente, ello servirá como punto de partida para el resto de generadores del sector eléctrico, los cuales actualmente enfrentan también problemas financieros.

Los beneficios que se obtendrían tanto para Electroguayas S.A. y en sí para la sociedad toda, se pueden abreviar en los siguientes puntos:

- Agilidad en el proceso de recaudación
- Reducción de las cuentas por pagar y los intereses respectivos
- Disponibilidad de flujo de efectivo
- Posición preferencial en las prelación de pago
- Inversión en nuevas tecnologías para la producción eléctrica más eficiente
- Inversión en nuevos proyectos de generación y reducción de costos
- Oferta de precios de energía competitivos en contratos a largo plazo
- Disminución de la contaminación ambiental
- Reducción de la tarifa al usuario final

## **1.5 Marco de Referencia de la Investigación**

### **1.5.1 Marco Teórico**

#### **1.5.1.1 Crisis económica en el sector eléctrico ecuatoriano**

El Sector eléctrico ecuatoriano está experimentando continuos estados de emergencia y la recurrencia de su ingreso a los mismos, ello debido a que con antelación no se han realizado los correctivos necesarios para que el sector eléctrico no atravesase por crisis financieras y de restricciones al momento de satisfacer la demanda eléctrica.

Si las empresas de distribución cancelaren todo lo que deben en el Mercado Eléctrico Mayorista, la crisis económica del sector no sería tal, y a su vez se materializarían una gran cantidad de proyectos de generación con lo que no se tendrían riesgos de abastecimiento de energía.

Una vez que se extinguió el INECEL, se hizo el traspaso de los bienes a las nuevas empresas conformadas (generación, distribución y transmisión). Este traspaso dejó deudas pendientes que se dividen en dos grandes grupos. Lo que el Estado debe al ex INECEL y lo que el sector eléctrico debe al estado.

Adicional a las deudas que las empresas de distribución tienen, existe un déficit tarifario debido a incumplimientos del Estado, que hasta la fecha no se han podido compensar en su totalidad. Esto es debido a que las tarifas eléctricas no han sido de acuerdo a como la ley lo establece. A fin de apalear la crisis del sector, el Estado ecuatoriano, ha emitido una serie de decretos ejecutivos a fin de compensar de alguna forma las deficiencias económicas del sector eléctrico.

Por otra parte, las empresas de generación, especialmente las de generación térmica, tienen deuda con su proveedor de combustible – Petrocomercial, puesto que al no recaudarse lo que facturan, el dinero recaudado no alcanza para cumplir con las obligaciones de pago.

Todo ello, ha significado unas altas pérdidas económicas para éstas empresas, tanto de distribución como de generación.

Por otro lado, las pérdidas de energía que se tienen en las redes de distribución eléctrica, tanto en el orden técnico como no técnico, han coadyuvado a que se agrave más la crisis del sector eléctrico. En efecto, lo que las empresas de distribución facturan por efecto de venta de energía, no es recaudado en su totalidad. A nivel de redes de distribución secundaria, se presentan muchas alternativas de robo de energía, lo cual afecta drásticamente a la economía de las empresas de distribución de energía eléctrica.

Como resultado de ello, las empresas de generación no perciben los ingresos esperados, puesto que los pagos que hacen las empresas de distribución, no son lo que las empresas de generación esperaban recaudar.

Una vez que el sistema eléctrico ecuatoriano pasó de un esquema vertical (INECEL) a un esquema horizontal (MEM), se tenía la convicción de que el funcionamiento del sector eléctrico sería mucho más eficiente. Con la puesta en vigencia de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), se esperaba que la situación eléctrica mejorara, evitándose con ello el déficit de energía, los cuales conllevan a los racionamientos eléctricos.

Durante la época del INECEL, los proyectos de expansión del sistema eléctrico que se tenían planificado realizar, no se pudieron concretar en su mayoría, debido a la

falta de recursos económicos para tal fin. Con la LRSE, se esperaba que en corto plazo se pongan en marcha los proyectos de generación y transmisión que no se habían ejecutados.

El retraso en la ejecución de estos proyectos, conllevó a que la oferta de generación existente en el país, no se incremente a fin de satisfacer cualquier crecimiento abrupto de la demanda.

La inseguridad jurídica existente en el país, ha incidido para que los inversionistas extranjeros no traigan sus capitales al país, lo cual no es conveniente para la sociedad toda, puesto que son los usuarios finales quienes terminan asumiendo los altos costos de producción. Como consecuencia de ello, y al no existir una cultura de pago por el servicios de energía eléctrica por parte de los usuarios finales, se produce una afectación económica a las empresas de distribución, la cual a su vez es traspasada a los generadores, debido a que por falta de recurso económico, las empresas de distribución no pueden cumplir sus obligaciones contractuales.

Por otro lado, los altos precios de los combustibles produce un efecto nocivo para la economía general. Si a eso se agrega los bajos caudales de agua que se usa para la generación de energía eléctrica, lo cual se ha suscitado en los últimos 2 años, se tendría escenarios críticos para abastecer la demanda de energía eléctrica.

Considerando lo antes expuesto, se produce un desbalance en las empresas de distribución, puesto que éstas comienzan a acumular pérdidas, debido al déficit tarifario.

Dado que las Generadoras no reciben sus pagos de manera puntual por la venta de energía a las Distribuidoras, se envía señales al mercado internacional de que en el Ecuador no se respetan los contratos, ni se asegura el retorno de la inversión, por lo

que es difícil atraer inversionistas que procuren nuevas fuentes de generación, tanto térmica como hidroeléctrica. De lo anteriormente expuesto, los problemas del sector eléctrico se pueden resumir como sigue:

- Crisis económica, producto de factores endógenos y exógenos.
- Déficit tarifario, que ha ocasionado pérdidas económicas gigantescas a las empresas distribuidoras.
- Elevada deuda entre Agentes del MEM.
- Deudas de las Generadoras para con Petrocomercial
- Elevado porcentaje de pérdidas totales de energía eléctrica
- Alta cartera vencida e ineficiencia de las empresas distribuidoras
- No solución del caso EMELEC y de la concesión del servicio de distribución en la ciudad de Guayaquil
- Falta de inversiones para la expansión del sistema
- Afectación a los planes de mantenimiento y de expansión

#### **1.5.1.2 Sugerencias para mejorar la economía de los agentes en el sector eléctrico**

Considerando los problemas anotados arriba, el sector eléctrico requiere de medidas emergentes a fin de que mejore la economía de los agentes del MEM.

El dar señales de seguridad jurídica internamente a los agentes del MEM, se constituye en un aval para que las empresas extranjeras decidan invertir en el país. La incorporación de proyectos económicos de energía eléctrica, beneficia directamente a los consumidores finales, que son de quienes dependen las empresas de distribución de energía.

Una vez que existe un flujo de efectivo, este dinero circularía por el sector eléctrico reduciendo los riesgos de quiebra de las empresas a sí como también evitando el colapso generalizado en la economía del sector eléctrico. La estrategia iría orientada

a producir energía eléctrica barata y a la vez reduciendo al máximo las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica. Estos dos parámetros son de vital importancia para una recuperación económica del sector.

Es importante destacar el efecto que se tendría al momento de implantar un plan de uso eficiente de energía, optimizando el uso de la misma y no desperdiciándola impunemente. Las interconexiones internacionales son también otra forma de reducir los altos costos de energía, puesto que en los países vecinos como Colombia y Perú, los precios de energía son muy atractivos para el Ecuador y con ello se bajaría el precio de la tarifa eléctrica.

### **1.5.2 Marco Conceptual**

Considerando que en este Proyecto de Investigación se usan términos técnicos, para una mejor comprensión, se ha elaborado una breve descripción de los términos que mas comúnmente se usan en este trabajo, donde se indican una serie de términos con su respectivo significado mismos que se usan de forma continúa en el Sector Eléctrico.

#### **▪ Agentes del MEM**

Personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, Grandes Consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.

- **Barra de Generador**

Es la subestación eléctrica donde el generador se conecta al sistema de transmisión de energía eléctrica.

- **Barra de Mercado**

Es la subestación eléctrica tomada como referencia y es en la cual se sancionan los precios de la energía.

- **Cenace (Centro Nacional de Control de Energía)**

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, es una corporación civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encarga de la administración técnica y económica del mercado eléctrico mayorista, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

- **Conelec (Consejo Nacional de Electricidad)**

Es el ente regulador y controlador del mercado eléctrico, cuyo alcance está definido en la Ley del Régimen del Sector Eléctrico. Dicta las normas y regulaciones necesarias para el normal funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, entre sus funciones principales, está el de elaborar los planes de expansión para el desarrollo de la energía eléctrica.

- **Central o Planta**

Conjunto de instalaciones y equipos cuya función es generar energía eléctrica.

- **Cepse**

Comisión de Ejecución de Políticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

- **Consumidor Final (Usuario Final)**

Es la persona natural o jurídica, que hace uso de la energía eléctrica proporcionada por el distribuidor, previo contrato celebrado por las partes y cuyo suministro está sujeto a las tarifas establecidas en la ley, el reglamento general el reglamento de concesiones permisos y licencias el contrato de concesión.

- **Costo Marginal**

Es el valor de la energía eléctrica que un generador fija toda que éste satisfizo el ultimo kilovatio de la demanda.

- **Demanda**

Se refiere a la energía y potencia que se necesitan para satisfacer un consumo.

- **Distribuidor**

Es la persona natural o jurídica titular de una concesión para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica por virtud de la cual asume la obligación de prestar el suministro de electricidad a los consumidores finales ubicados dentro del área respectiva de la cual goza de exclusividad regulada.

- **Déficit Tarifario**

Es la diferencia entre la tarifa que realmente debería facturar una empresa de distribución y la tarifa estimada considerando planes de expansión.

- **Factor de Nodo**

Es la representación de las pérdidas de energía en las redes eléctricas asociadas a cada nodo (barra) del sistema eléctrico de potencia, los cuales sirven para referir el precio de la energía a la barra de generación y/o de demanda.

- **Kilovatio (Kilowatts)**

Unidad de medida de la Potencia, es el equivalente de 1000 watts.

- **Kilovatio hora (KWh)**

Unidad de medida de la Energía, es el equivalente de 1000 watts-hora. La cantidad de Potencia requerida en una hora se denomina Energía.

- **Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)**

Instrumento legal mediante el cual se dio inicio al mercado eléctrico mayorista, estableciendo las políticas necesarias para la competitividad.

- **Megavatio hora (MWh)**

Unidad de medida de la Energía, es el equivalente de 1000 Kilowatts-hora o 1'000,000 de watts-hora.

- **MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)**

Está constituido por los generadores, los distribuidores, el transmisor y los grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

- **Mercado Spot (Mercado Ocasional)**

Es aquel en el cual, los generadores venden los excesos de energía eléctrica, una vez que han cumplido con el contrato de venta de energía eléctrica en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar y o vender en el mercado ocasional.

- **Mercado de Contratos a Plazo (PPA'S Power Purchase Agreements)**

Los contratos a Largo Plazo, son los que libremente se acuerdan entre generadores y grandes consumidores, generadores y distribuidores o distribuidores y grandes consumidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.

Los contratos a plazo deberán ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el Centro Nacional de Control de Energía. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su contrato por medio del Generador que haya resultado despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que haya resultado despachado el precio que corresponda.

- **Mantenimiento**

Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo o instalación para mantener o recuperar sus disponibilidad.

- **Planes de Expansión**

Programa referencial de ejecución de proyectos del área eléctrica (generación, transmisión, distribución).

- **Potencia**

Es la rapidez con respecto al tiempo de transferir o transformar energía.

- **Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD)**

Es la potencia que se remunera a un generador por tener disponible su unidad.

- **Precio de la Energía**

Valor al que es sancionado el kilovatio hora en un instante de tiempo, se lo expresa en c\$/KWh (centavos de dólar por kilovatio hora).

- **Precio Referencial de Generación**

Es el relacionado con los costos asociados a la actividad de generación eléctrica para el largo plazo.

- **Reserva Adicional de Potencia (RAP)**

Es la potencia de reserva que adicionalmente un generador puede aportar al sistema.

- **Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)**

Es el margen de potencia que un generador aporta cuando existe variaciones de frecuencia en el sistema.

- **Tarifa Eléctrica**

Es el valor que se aplica a cada kilovatio hora consumido, el cual es aprobado por el CONELEC.

- **Transmisor**

Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y transformación de energía eléctrica.

## **1.6 Formulación de la hipótesis y variables**

### **1.6.1 Hipótesis General**

La alta cartera vencida que ha conllevado a una iliquidez a Electroguayas S.A., se debe a la baja recaudación de sus deudores.

### **1.6.2 Hipótesis Particulares**

- Los índices de iliquidez se han ido incrementando por efecto de la baja recaudación en los últimos años.
- Uno de los principales problemas en la facturación de la Empresa Eléctrica es el tiempo que se demora en emitir la factura de consumo de energía al cliente final.
- La gestión de cobro, depende mucho de cómo este estructurado las prelaiones de pago. Los ingresos que perciba la empresa, deben reflejarse de forma ecuánime dependiendo del grado de necesidad de recurso.
- La disminución del porcentaje de recaudación indica el grado de liquidez de la empresa.
- La implantación de un plan estratégico en el corto plazo, relacionado con la reducción de la cartera vencida coadyuvará a incrementar el nivel de liquidez de las empresas.

### **1.6.3 Variables**

Las variables consideradas para la investigación propuesta, son las siguientes:

- Facturación Mensual en el Mercado Spot

- Facturación Mensual en el Mercado de Contratos
- Facturación Mensual por Distribuidora
- Rubros Cobrados Mensualmente en el Mercado Spot
- Rubros Cobrados Mensualmente en el Mercado de Contratos
- Cuentas por Cobrar Mercado Spot
- Cuentas por Cobrar Mercado de Contratos
- Cuentas por Cobrar por Distribuidora
- Pasivos de Electroguayas.

## **1.7 Aspectos metodológicos de la investigación**

### **1.7.1 Tipo de estudio y de diseño**

Según la finalidad u objetivo el tipo de investigación que se efectuará para el desarrollo de la tesis cae dentro de la investigación aplicada, descriptiva explicativa, longitudinal y de campo, pues se desea resolver un problema concreto: "Identificar las causas de la situación de Iliquidez de Electroguayas SA" y se lo hará analizando como ha variado el índice de liquidez de la empresa a través del tiempo, además a través del análisis de las variables anteriormente mencionadas se tendrá una visión más clara del problema de iliquidez de la empresa.

También la investigación es de campo, puesto que se entrevistará a personas de los agentes de generación, distribución y transmisión del sector eléctrico para conocer su punto de vista y sugerencias para un problema que mantienen en común las generadoras del sector.

### **1.7.2 Población y Muestra**

Como se mencionó en el punto anterior, en esta investigación se hará entrevistas a personas del sector eléctrico, específicamente a 4 empresas de un total de 37 empresas entre generadoras, distribución y transmisión, lo cual representa a nuestro universo, a fin de conocer sus opiniones al respecto por lo que el cuestionario constará en su mayor parte de preguntas abiertas.

El muestreo es a conveniencia y no aleatorio y representa al 10% del número de empresas del sector. No se entrevista a más empresas, debido a la dificultad que conlleva acceder a más empresas y a que como la mayoría de las empresas del

sector tienen el mismo problema, es suficiente entrevistar a personas de pocas empresas del sector.

Para obtener los valores de las variables del numeral 1.6.3 no se realizará muestreo, puesto que serán proporcionados por el área de Tesorería y Contabilidad de la empresa.

### **1.7.3 Métodos y Técnicas**

Dada la naturaleza del estudio, utilizaremos métodos empíricos ya que haremos entrevistas a personas del medio y métodos teóricos como el método analítico-sintético, pues analizaremos el comportamiento de las variables objeto de estudio para así tener la idea más clara de la situación actual de la empresa.

### **1.7.4 Tratamiento estadístico de la Información**

Se obtendrá una estadística descriptiva de las variables objeto de estudio, debido a la naturaleza de las variables las cuales son cuantitativas no será necesario codificarlas, para lo que se utilizará el software SPSS obtener tablas y gráficos de las mismas y así comprender mejor los resultado.

## CAPITULO II.

### ANALISIS, PRESENTACIÓN DE RESULTADOS Y DIAGNOSTICO

#### 2.1 Análisis del Funcionamiento del Modelo Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano.

Partiendo de una realidad física del sistema eléctrico como es generación, red eléctrica y consumo, el MEM se transforma a un ámbito de transacciones comerciales como se indica en el gráfico No. 7

Gráfico No. 7 Flujo energético general en el MEM.



Elaborado: Autores de Tesis

El MEM abarca la totalidad de transacciones que se realizan en los mercados de contratos y spot incluidas las transacciones internacionales de electricidad.

Para tal efecto, el CENACE debe valorar el servicio de energía eléctrica a costos marginales, de acuerdo al modelo de mercado actual en el cual se busca que el sistema eléctrico opere a mínimo costo. Este mínimo costo (y por consecuencia precio) se determina en tiempo real y horario sobre la base del costo de producción del último kilovatio hora (KWh) que cubre la demanda (Teoría Marginalista); las unidades de generación participan con sus costos variables de producción o valor del agua dependiendo si estas son térmicas o hidráulicas respectivamente. Las

## CAPITULO II.

### ANALISIS, PRESENTACIÓN DE RESULTADOS Y DIAGNOSTICO

#### 2.1 Análisis del Funcionamiento del Modelo Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano.

Partiendo de una realidad física del sistema eléctrico como es generación, red eléctrica y consumo, el MEM se transforma a un ámbito de transacciones comerciales como se indica en el gráfico No. 7

Gráfico No. 7 Flujo energético general en el MEM.



Elaborado: Autores de Tesis

El MEM abarca la totalidad de transacciones que se realizan en los mercados de contratos y spot incluidas las transacciones internacionales de electricidad.

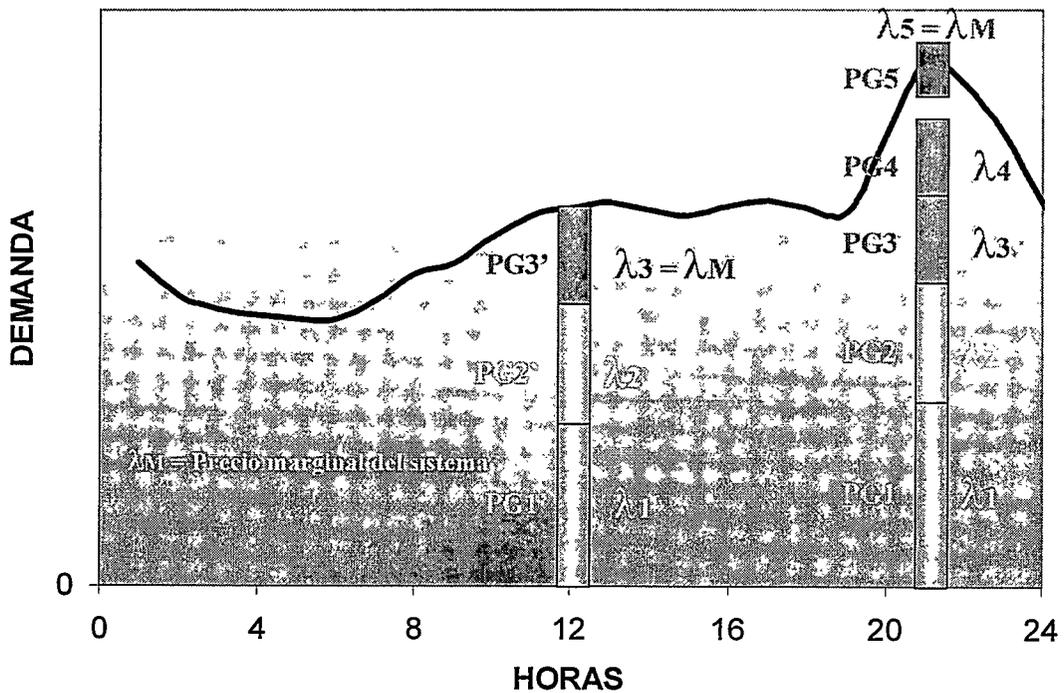
Para tal efecto, el CENACE debe valorar el servicio de energía eléctrica a costos marginales, de acuerdo al modelo de mercado actual en el cual se busca que el sistema eléctrico opere a mínimo costo. Este mínimo costo (y por consecuencia precio) se determina en tiempo real y horario sobre la base del costo de producción del último kilovatio hora (KWh) que cubre la demanda (Teoría Marginalista); las unidades de generación participan con sus costos variables de producción o valor del agua dependiendo si estas son térmicas o hidráulicas respectivamente. Las

interconexiones internacionales lo hacen dependiendo del precio de oportunidad de la oferta de energía.

### 2.1.1 Precio de la Energía

El despacho de carga que se realiza en el MEM, se lo realiza con el objetivo de cubrir toda la demanda de energía y potencia al menor costo total posible, la generación que se oferta se despacha optimizando el sistema eléctrico donde la última unidad despachada fija el precio que los compradores están dispuestos a pagar por la energía en ese momento tal como se indica en el gráfico No. 8

Gráfico No. 8 Precio de la Energía.

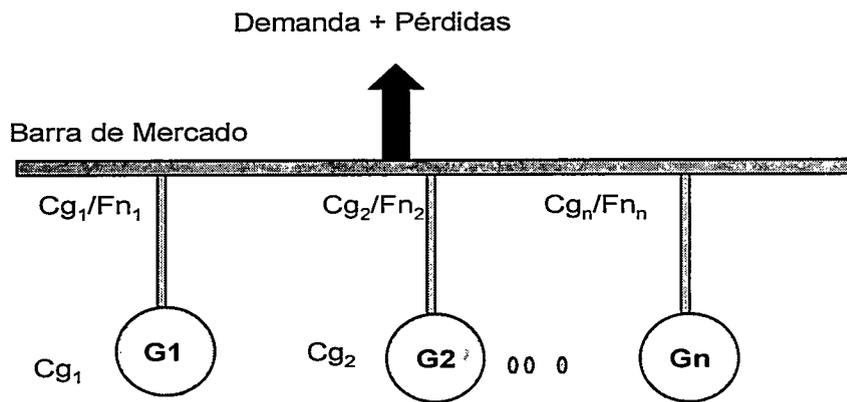


Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

El precio de la energía ( $\lambda$ ) refleja el costo marginal de corto plazo y es sancionado en una barra eléctrica denominada "barra de mercado" que es donde se minimizan los costos de operación de los generadores incluyendo su participación en las pérdidas de transmisión hasta dicha barra a través de los factores de nodo tal como se indica en el gráfico No. 9

Gráfico No. 9 Sanción de Precios en Barra de Mercado.



$$PM = \lambda = \text{Mayor } Cg_i / F_{ni}$$

Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

Este precio de la energía que se obtiene, es el que se aplica en el mercado spot, puesto que las transacciones que se realizan en este mercado no tienen contratos de energía. Un generador, en cierta hora debe comprar energía en el MEM a costo marginal si no cubre con su generación su contrato, así mismo un distribuidor, en cierta hora, puede vender su excedente de energía en el MEM a costo marginal si su demanda es inferior a la contratada. Los generadores o distribuidores que no tienen contrato pueden vender o comprar en el MEM a costo marginal horario.

### **2.1.2 Precio de la Potencia**

A más del costo variable horario de la energía la Ley del Régimen del Sector Eléctrico establece que se debe añadir el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central de generación marginal, puesto que los ingresos variables por energía que tienen los generadores no aseguran su recuperación de inversión sobre todo a las unidades marginales.

A fin de disponer de generación de reserva así no sea despachada, es necesario remunerar a dicha generación (seguridad del sistema), se busca entonces que los ingresos por potencia firme sean estables para generadores que aportan con potencia útil independiente de su despacho.

El costo fijo de la central de generación marginal, está establecida en la reglamentación como el 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 año seco, esto infiere que se trata de una turbina de gas (Precio Potencia  $\cong$  5,7 USD/KW-mes).

### **2.1.3 Cargos de Transporte**

Las tarifas que pagan los generadores por el uso del sistema de transmisión deberán en su conjunto cubrir: costos de inversión, costos de conexión, depreciación, mantenimiento, pérdidas de transmisión y rentabilidad de la red transmisión; estos ingresos se denominan "Ingresos por capacidad".

El cargo variable de transmisión por energía transportada, resulta de la diferencia entre el pago que los agentes realizan por concepto del retiro de energía y la que

cobran los generadores por inyectar la energía valorada a costo marginal de mercado, estos ingresos se denominan "Ingresos Variables".

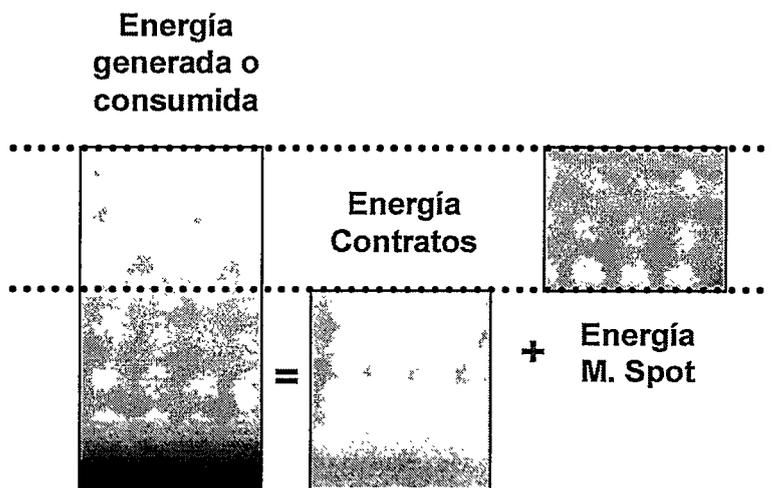
## 2.1.4 Liquidación de Transacciones

### 2.1.4.1 Liquidación de Energía

Para cada generador o importador y para cada hora del día el CENACE determinará la energía entregada al sistema en el mercado eléctrico mayorista. La energía será valorada dependiendo si se entregó para el mercado de contratos o el mercado spot, esta energía será valorada al precio nodal de energía correspondiente; la energía entregada al mercado ocasional es la diferencia entre la energía producida menos la comprometida en contrato a plazo.

La energía que recibe la demanda (empresas de distribución y grandes consumidores), es valorada al precio nodal de la energía si es que ésta se liquida en el mercado spot o al precio de contrato si la energía se liquida en el mercado de contratos. El balance energético, es como se indica en el gráfico No. 10

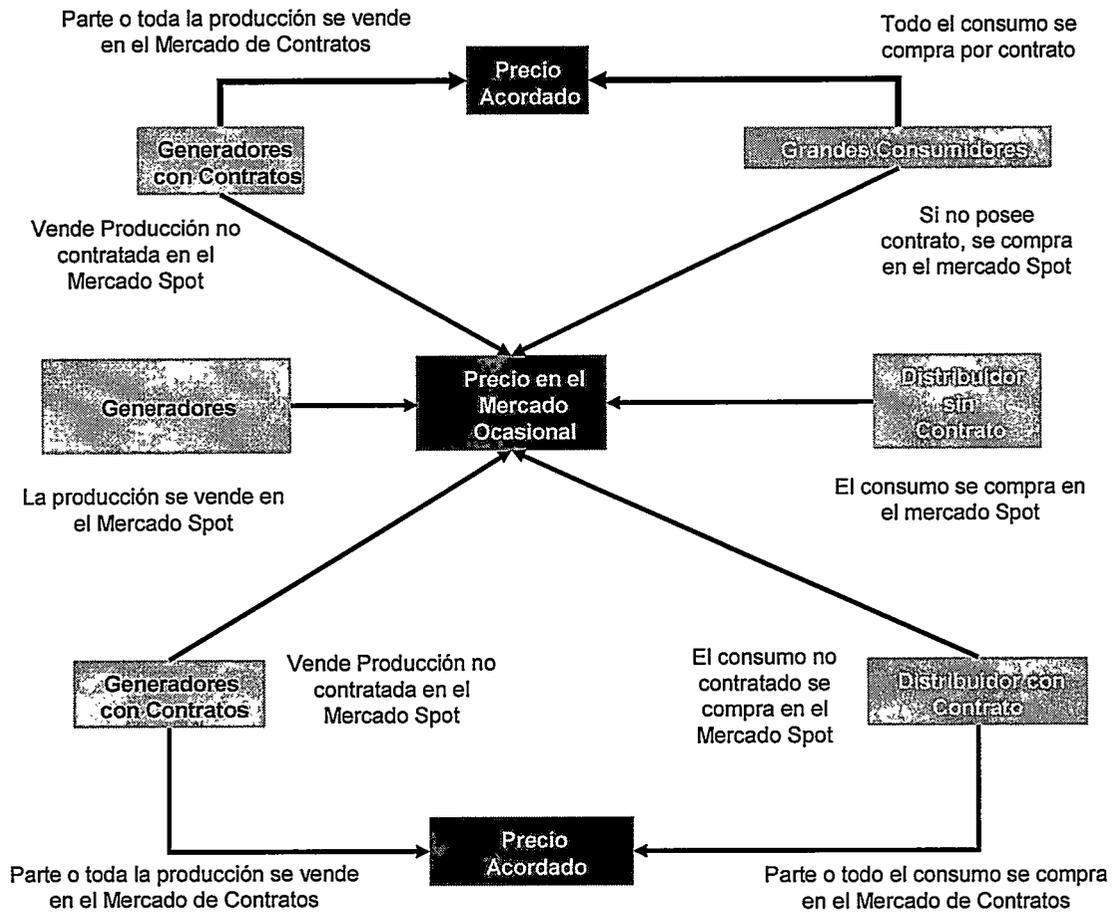
Gráfico No. 10 Balance de Energía en el mercado.



Elaborado: Autores de Tesis

Energéticamente, las liquidaciones de energía que se tienen, se puede resumir en las siguientes relaciones comerciales según se indica en el gráfico No. 11

Gráfico No. 11 Relaciones Comerciales de energía en el MEM.



Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

### 2.1.4.2 Liquidación de Potencia

De acuerdo a lo establecido en el artículo 25 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista<sup>3</sup>, se dispone que el

<sup>3</sup> Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, pág. 8

CENACE establecerá mensualmente el valor que recibirá cada uno de los generadores por la cantidad de Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD), por Reserva Adicional de Potencia (RAP) y por Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

#### ❖ **Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD)**

El precio al que se pagará la potencia a remunerar, está de acuerdo a lo indicado en el artículo 18 del mismo reglamento, el cual establece que el precio a considerarse para el pago por la potencia corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica (Unidad a Gas) para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar, será definido cada cinco años por el CONELEC; actualmente el precio que se reconoce por PRPD, RAP y por reserva para regulación de frecuencia asciende a 5.7 USD/KW-mes

En el caso de indisponibilidad de unidades por: mantenimientos programados, por salidas forzadas, por mantenimientos emergentes, o por fuerza mayor o caso fortuito, las empresas de generación propietarias de esas unidades dejarán de percibir el pago por Potencia Remunerable durante el período de indisponibilidad.

El CENACE determinará el reemplazo de las unidades indisponibles, en el Despacho Económico Programado a fin de satisfacer los requerimientos de la demanda de potencia y energía. El marco legal en que esta sustentado la remuneración de la PRPD son los artículos 16, 17, 18, 25, 26 y 27 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Funcionamiento del MEM<sup>4</sup> establecen las bases para el cálculo, operación y liquidación de la potencia y de los servicios complementarios.

---

<sup>4</sup> Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, pág. 5-6,8-9

#### ❖ Reserva Adicional de Potencia (RAP)

En lo relacionado a la reserva adicional de potencia (RAP), el CENACE evalúa semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia en el MEM, para ello definirá el monto de potencia para reserva de la lista de mérito de los generadores que no fueron considerados en la programación semanal que el CENACE planifica para el mediano plazo.

La remuneración de la RAP de cada generador, se lo efectúa con el precio de la potencia que resulte licitado de la lista de mérito de los generadores considerados para reserva. Este valor no puede ser superior al precio unitario de la potencia a remunerar.

#### ❖ Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

De acuerdo al Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Funcionamiento del MEM, los generadores deben mantener la reserva de potencia para realizar la RPF; los porcentajes de regulación primaria de frecuencia son determinados por el CENACE para los períodos estacionales seco y lluvioso sobre la base del análisis con costos marginales de generación y considerando el costo de energía no servida suministrado por el CONELEC. El incumplimiento del mantenimiento de dicha reserva conlleva a un pago por parte del generador que incumple, a un generador que tiene exceso de reserva.

Vende, si su aporte real de RPF es mayor que su compromiso. Compra, si su aporte es menor que su compromiso. El precio al que se remunera el valor de RPF es sobre la base del precio que se paga a la potencia (5,7 US\$/KW-mes).

## **2.1.5 Análisis Económico de la Situación Actual del Mercado Eléctrico Mayorista**

El sector eléctrico ecuatoriano se encuentra sumido en una crisis, la misma que es básicamente de carácter económico, ello producto de factores endógenos y exógenos, lo cual pone en peligro el suministro continuo y confiable de la energía eléctrica en las cantidades suficientes y al menor costo posible. Uno de los factores exógenos que afectó al sector eléctrico, fue la crisis económica que se produjo en el país, durante los años 1999 y 2000.

Entre los factores endógenos mas relevantes que afectan al sector eléctrico ecuatoriano están:

- El incumplimiento de la ecuación económica prevista en el artículo 53 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico<sup>5</sup>, la misma que es relacionada con la tarifa eléctrica (tarifa eléctrica = Precio Referencial de Generación + costo medio del sistema de transmisión + Valor Agregado de Distribución),
- La falta de inversiones para la expansión del sistema eléctrico, especialmente en el área de la generación,
- Elevado porcentaje de pérdidas de energía eléctrica,
- Los altos niveles de cartera vencida
- Ineficiencia registrada en la mayoría de las empresas eléctricas distribuidoras,
- La no solución del caso de la ex – EMELEC,
- La concesión del servicio de distribución en la ciudad de Guayaquil.

Producto de la crisis descrita anteriormente, el sector eléctrico ecuatoriano enfrenta los escenarios que se describen a continuación:

---

<sup>5</sup> Ley del Régimen del Sector Eléctrico: Página 19

- Una elevada deuda en el sector eléctrico, establecida con corte al año 2006, en un valor de 2.099,27 millones de dólares.
- Un déficit tarifario que asciende, al 31 de diciembre de 2005, a un valor de 963,93 millones de dólares.
- Deudas de las empresas generadoras para con Petrocomercial, producto del suministro de combustibles para la producción de energía eléctrica, que al 31 de diciembre de 2006, asciende a 544,99 millones de dólares.
- Incumplimiento en la ejecución de los planes de mantenimiento y de expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución en los tiempos planificados. En los períodos de estiaje los generadores térmicos no han dispuesto de recursos suficientes para la provisión del combustible requerido para su operación, situación que ha afectado a la economía del mercado.
- Pérdidas económicas, registradas en los estados financieros de las empresas de distribución, producto de la distorsión de la ecuación económica del sistema, cuando el precio referencial de la generación registrado ha sido superior al establecido por el CONELEC, lo que incluso ha consumido todos sus ingresos, contablemente; y, producto de lo anterior, muchas de ellas podrían haber perdido la mayor parte de su patrimonio.
- Alto riesgo de no poder satisfacer la demanda de potencia y energía eléctricas del país, debido a los problemas antes mencionados, lo cual conllevaría a la ejecución de racionamientos de energía eléctrica.

Las circunstancias anteriores han movido a la Alcaldía de Guayaquil, Alcaldía de Quito, Alcaldía de Cuenca y a diversos sectores de la opinión pública, a cuestionar el modelo de costo marginal establecido en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, reclamando incluso su derogatoria, el definir una política energética que genere beneficios y progreso en el país, restituir el equilibrio de la ecuación económica establecida en la Ley, eliminando las causas de inestabilidad que han provocado el descalabro económico de las empresas distribuidoras, mientras que las empresas generadoras privadas y algunas empresas de propiedad del Fondo de Solidaridad pueden acumular grandes beneficios, la creación de garantías de pago por parte del Estado que estimulen la inversión en el segmento de la generación con centrales

eficientes, particularmente hidroeléctricas y a gas natural, el cumplimiento irrestricto de los valores agregados de distribución (VAD) de las empresas distribuidoras.

#### **2.1.5.1 El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y El Modelo del Costo Marginal**

En el mercado eléctrico mayorista, es necesario indicar que la remuneración de acuerdo con el costo marginal busca reflejar el comportamiento de los mercados competitivos, en los cuales el precio es un reflejo del costo marginal. Cuando esto ocurre, la teoría económica indica que el precio resultante es óptimo en el sentido de promover la mejor asignación de recursos al proveer la señal para que nuevos productores ingresen al mercado, una producción eficiente que elabora los productos al mínimo costo posible, un consumo eficiente que valorado al costo marginal produce la máxima satisfacción de los consumidores según sus ingresos.

De acuerdo a los principios del modelo de economía de libre mercado (conocida también como modelo marginalista), los precios de la energía eléctrica que permiten obtener una atractiva rentabilidad, son señales suficientes para motivar la inversión en nuevas centrales de generación. Aunque esta condición ha prevalecido en los últimos años en el MEM, las inversiones privadas en nueva generación son escasas, debido a que el modelo de mercado no da señales de largo plazo al desconocerse la evolución de precios a futuro.

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

### 2.1.5.2 La Tarifa Eléctrica

El artículo 5 del Reglamento de Tarifas<sup>6</sup>, establece que las tarifas debidamente aprobadas por el CONELEC, serán aplicadas mediante los pliegos tarifarios e incorporadas a los contratos de concesión de los distribuidores. Los costos para la determinación de las tarifas, de conformidad con la ley son: el precio referencial de generación (PRG), costo medio de Transmisión (CMT) y el Valor Agregado de Distribución (VAD) (artículo 6 del Reglamento de Tarifas).

#### 2.1.5.2.1 Precio Referencial de Generación (PRG)

El artículo 8 del Reglamento de Tarifas, establece que el cálculo del Precio Referencial de Generación lo realizará el CENACE y será sometido a consideración y aprobación por parte del CONELEC. Los componentes del PRG son:

❖ **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, proveniente de la planificación operativa del sistema de generación elaborado por el CENACE, con el objeto de mitigar las variaciones de experimentar los costos, tanto diaria como estacionalmente. Para efecto de este cálculo, el CONELEC preparará y entregará al CENACE las hipótesis referentes al equipamiento previsto que opere en ese periodo.

Se obtendrán seis valores promedio para períodos honorario-estacionales: período de demanda punta, demanda media y demanda base. Se consideran dos estaciones en el año: estación lluviosa de abril a septiembre; y estación seca de octubre a marzo.

---

<sup>6</sup> Reglamento de Tarifas, pág 3

Los periodos horarios para el análisis correspondiente son: demanda punta desde las 17h00 hasta las 22h00 de lunes a domingo; demanda media desde las 07h00 hasta las 17h00 de lunes a viernes y demanda base las horas restantes. Para los días festivos nacionales se considerarán horas de demanda punta y demanda base similares a las del día domingo.

❖ **Componente de Capacidad:** Corresponde a la anualidad de las inversiones consideradas a la tasa de descuento y para una vida útil aprobadas por el CONELEC para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo costo, para cubrir la demanda máxima del sistema, a la que se agregaran los costos fijos de operación y mantenimiento correspondientes.

El CENACE entrega al CONELEC los resultados de estos cálculos, anualmente, hasta el último día laborable del mes de mayo junto con las observaciones que considere pertinente.

#### **2.1.5.2.2 Costo Medio de Transmisión (CMT)**

Según lo indicado al artículo 9 del Reglamento de Tarifas, corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.

Los costos de inversión provendrán del programa de expansión optimizada del sistema, para un periodo de 10 años, cuyo estudio será preparado por el transmisor, en coordinación con el CENACE y aprobado por el CONELEC.

Mediante flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión considerada la expansión optimizada; y, asociadas a la demanda máxima correspondiente, se obtendrán los costos medios de inversión. El costo imputable a

la tarifa será la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de cuarenta y cinco años para líneas de transmisión y treinta y tres años para subestaciones y la tasa de descuento aprobada por el CONELEC.

Los costos de depreciación, administración, operación y mantenimiento serán calculados por el transmisor y aprobados por el CONELEC. Los estudios con los cálculos de los costos medios de transmisión son entregados al CONELEC para su aprobación, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año, para que este pueda fijar las tarifas de transmisión.

#### **2.1.5.2.3 Valor Agregado de Distribución (VAD)**

El artículo 10 del Reglamento de Tarifas<sup>7</sup>, indica que el Valor Agregado de Distribución (VAD), será 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.

Los resultados de estos estudios serán presentados hasta el último día laborable del mes de mayo, al CONELEC, quien fijará y publicará anualmente las tarifas de distribución para cada empresa. Para determinar este VAD, se tomará en consideración los programas cuatrienales de inversión preparados por las empresas distribuidoras y aprobados por el CONELEC.

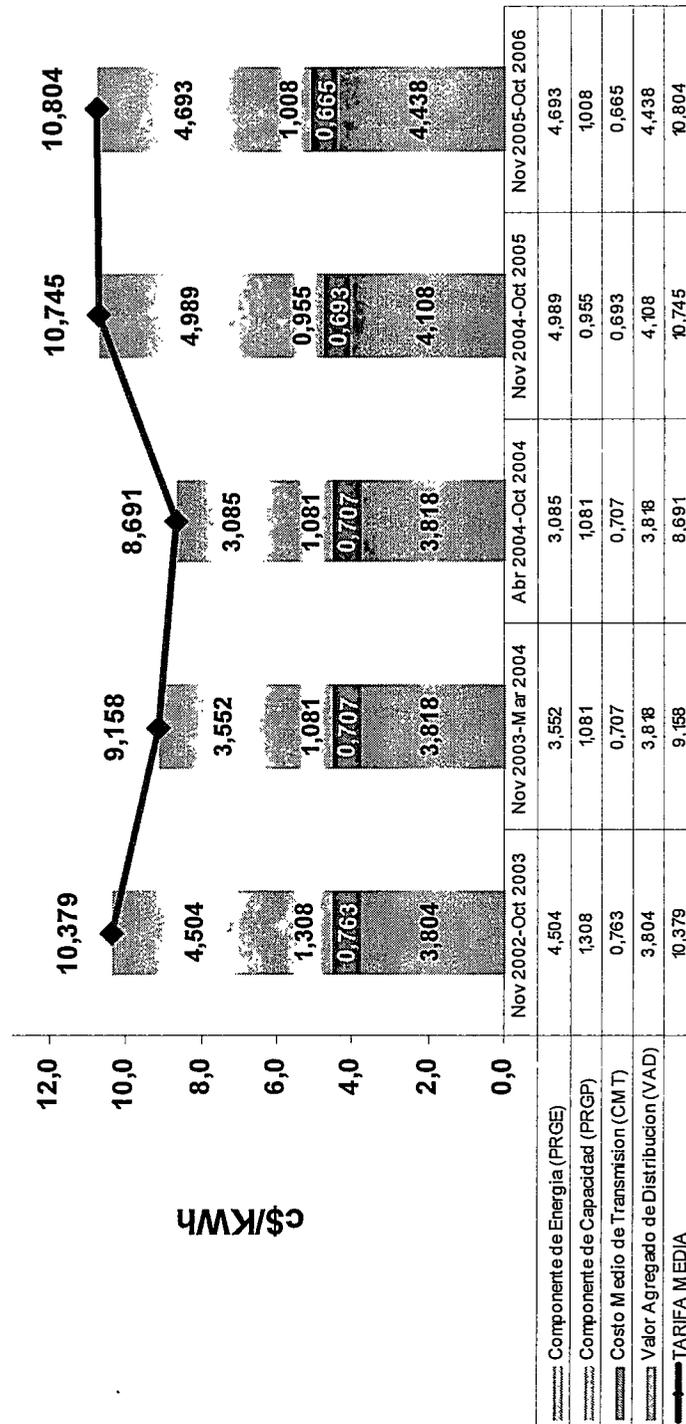
En la siguiente gráfico, se muestra la evolución de la tarifa eléctrica nacional y de cada uno de sus componentes durante los últimos tres años.

---

<sup>7</sup> Reglamento de Tarifas, pág 5

Gráfico No.12 Tarifa Eléctrica en el MEM

## Tarifa Eléctrica



Fuente: CENACE  
Elaborado: Autores de Tesis

Del gráfico se observa que el tanto el Precio Referencial de Generación (PRG) como el Valor Agregado de Distribución (VAD) son los que mayormente inciden en el precio final de la tarifa eléctrica.

### **2.1.5.3 Déficit Tarifario**

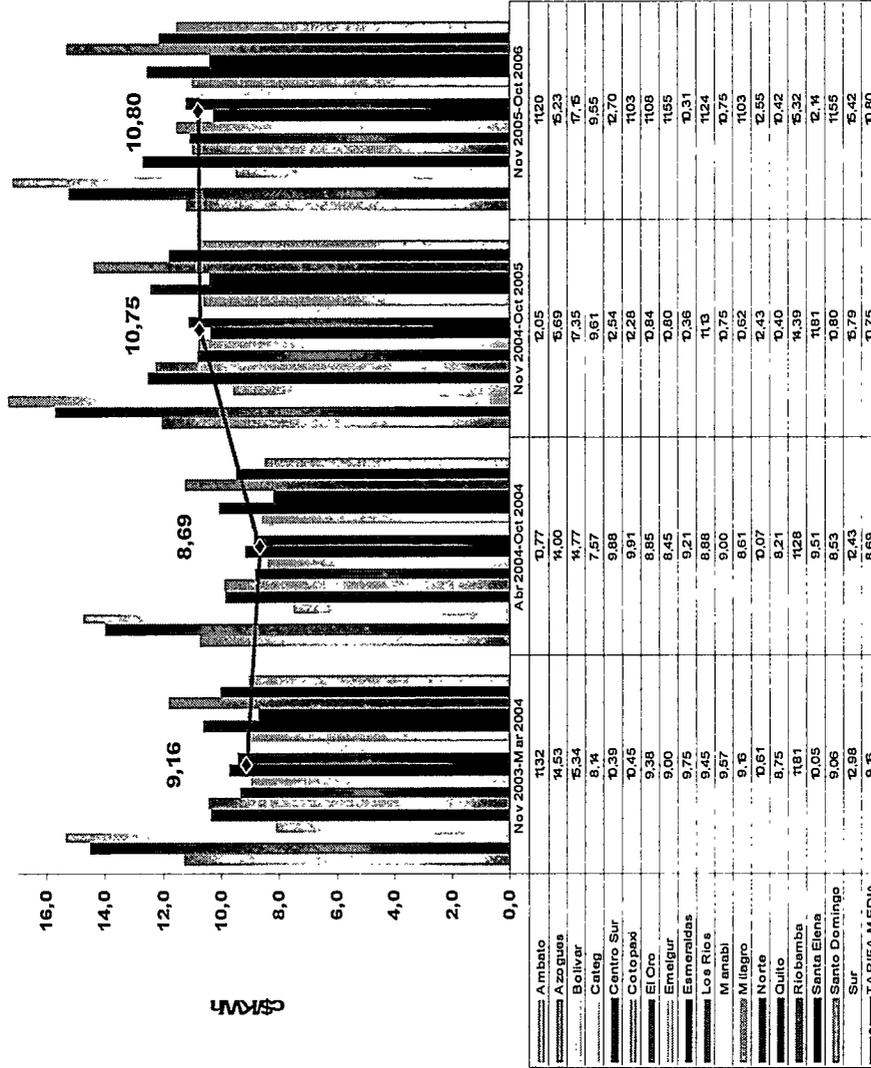
La tarifa real que cada empresa de distribución debe aplicar a sus usuarios por concepto del consumo de energía, difiere de la tarifa objetivo estimada en la TUF; el calculo de ésta tarifa es basada, como se indicó anteriormente, en los planes de expansión tanto de la generación como de transmisión.

Sin embargo las premisas consideradas para el cálculo de la tarifa generalmente no se cumplen, lo que ha ocasionado la distorsión de estas en cada empresa de distribución. En el gráfico No. 13 se presenta las tarifas eléctricas por empresas de distribución y la tarifa eléctrica que se debe aplicar en el Mercado Eléctrico.

De estos resultados se observa que entre 13 y 14 empresas de distribución de las 18 empresas conectadas al Sistema Nacional Interconectado, tienen su tarifa real por sobre la tarifa oficial establecida por el CONELEC, habiendo casos de empresas que llegan hasta un 70% por sobre la tarifa oficial.

Gráfico No.13 Tarifa Eléctrica en Empresas de Distribución

Tarifa Eléctrica en Empresas de Distribución



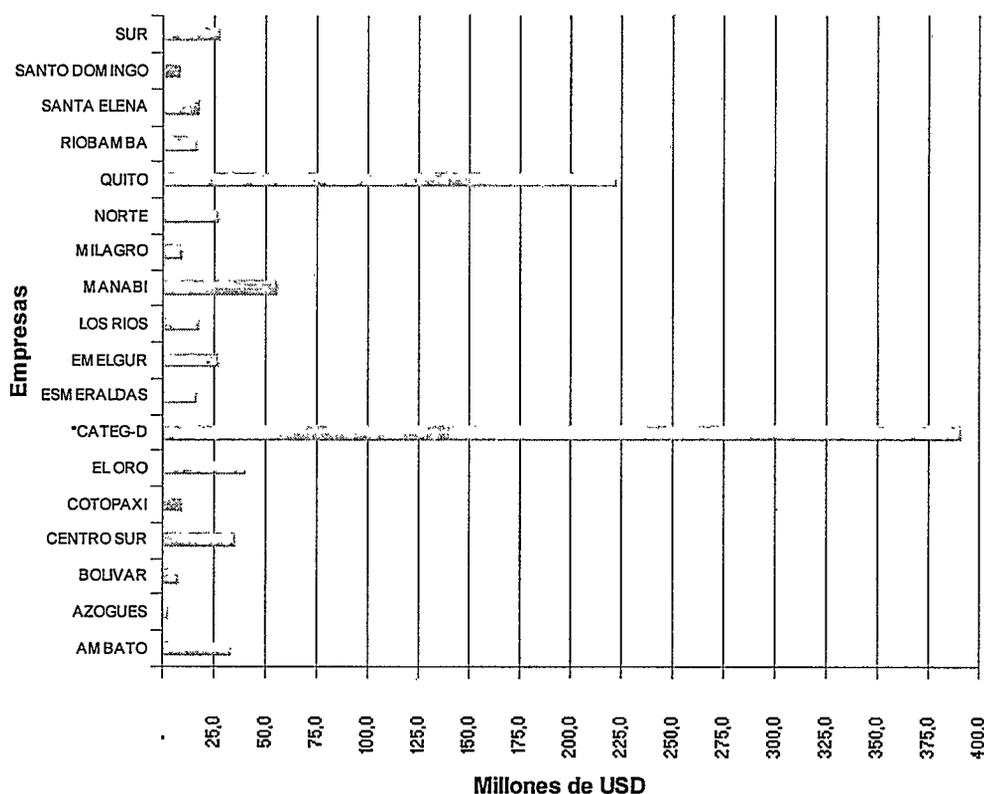
Fuente: CENACE  
Elaborado: Autores de Tesis

La diferencia entre la tarifa real de cada empresa de distribución y la tarifa eléctrica media, da como resultado un déficit tarifario, ello como resultado del no cumplirse los planes de expansión tanto en la generación como en la transmisión.

En el gráfico No. 14, se presenta el resumen del déficit tarifario desde que se inicio el Mercado Eléctrico Mayorista, periodo abril 1999 - diciembre de 2005.

Gráfico No. 14 Déficit Tarifario

**DÉFICIT TARIFARIO**



Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

Del gráfico se obtiene que el déficit tarifario a diciembre 2005 es de 963,93 millones de dólares, mismo que incide directamente en la operación de las empresas eléctricas de distribución puesto que al aplicar las tarifas establecidas por el

CONELEC, éstas no cubren la totalidad de sus necesidades para su correcta operación y mantenimiento.

Los subsidios eléctricos al consumidor final, son compensados a las empresas de distribución a través del reconocimiento del déficit tarifario. Así para el año 2005 y de acuerdo con la información entregada por el Ministerio de Economía y Finanzas, el monto total asignado a las empresas distribuidoras por concepto de déficit tarifario para el periodo enero-diciembre 2005, fue de 80 millones de dólares, quedando un saldo en el 2005 de USD 198'085.609

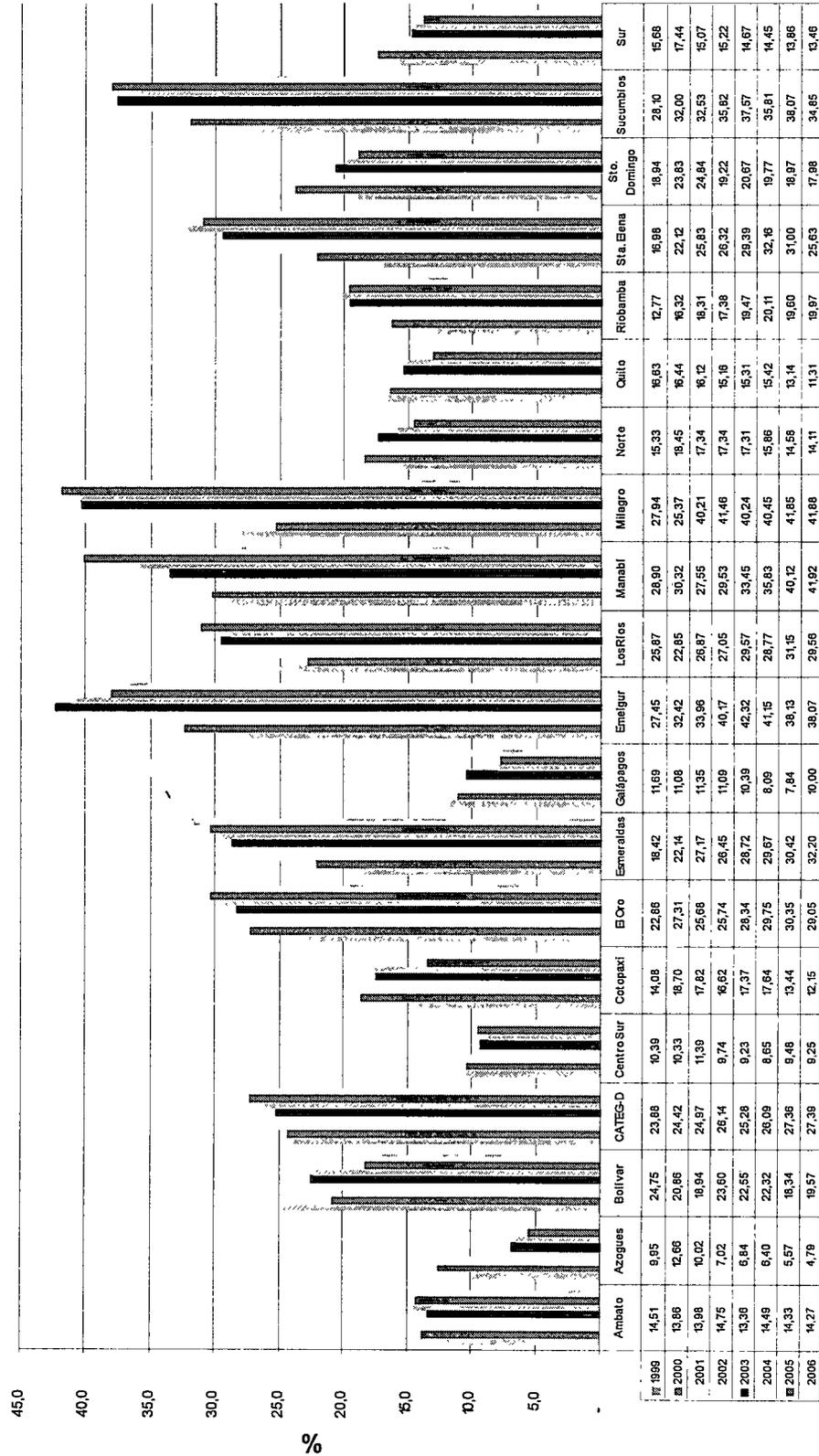
#### **2.1.5.4 Situación Económica de Deudores y Acreedores.**

Desde que se inició el Mercado Eléctrico Mayorista, las empresas de distribución y generación han contraído ciertas obligaciones a fin de operar normalmente en el sector eléctrico ecuatoriano. La raíz del problema tiene su origen en los usuarios finales de la energía eléctrica (sector de distribución), puesto que en este sector se tiene lugar al robo de la energía eléctrica a más de la deficiencia en la gestión administrativa de las empresas de distribución, lo cual ha incidido en que las pérdidas de energía se incrementen anualmente, tal como se indica en el gráfico No.

15

Gráfico No. 15 Pérdidas de Energía en las Empresas de Distribución

PERDIDAS DE ENERGIA



Fuente: CENACE  
Elaborado: Autores de Tesis

De los valores presentados, se aprecia que existen empresas cuyas pérdidas de energía están sobre el 20%, es decir que del 100% de la energía que facturan, sólo alrededor del 80% es recaudada. Las pérdidas de energía en promedio anual se han incrementado en un 1,63%, teniendo pérdidas entre un 4,79% y un 42.32%, de ellas existen en promedio 11 empresas de distribución cuyas pérdidas de energía superan el 20% (entre 20,53% y 37,42%).

Como resultado de las pérdidas de energía en las empresas de distribución y la cultura de no pago de los clientes por el consumo de energía eléctrica, la deuda total de estas empresas al Mercado Eléctrico Mayorista, en el periodo abril 1999 – diciembre 2006, asciende a 1.554,28 millones de dólares, el cual en detalle se indica en el cuadro No. 1.

Cuadro No. 1 Deuda de las Empresas de Distribución

Empresa	Facturas (*)	Depósitos (*)	Saldos (*)	Saldo
Ambato	139,78	132,67	7,11	5,09%
Azogues	17,94	16,42	1,52	8,49%
Bolívar	18,19	12,19	6,00	32,96%
Cotopaxi	51,69	50,68	1,01	1,96%
El Oro	168,62	95,23	73,39	43,52%
CATEG-D	842,40	442,62	399,78	47,46%
Emelgur	331,70	164,13	167,58	50,52%
Esmeraldas	113,71	61,27	52,43	46,11%
Los Ríos	85,26	32,56	52,71	61,82%
Milagro	128,85	72,34	56,51	43,86%
Sta. Elena	104,70	62,22	42,48	40,57%
Quito	767,43	674,44	92,99	12,12%
Centro Sur	138,30	138,15	0,15	0,11%
Manabí	355,30	149,40	205,90	57,95%
Norte	115,63	99,71	15,92	13,76%
Sur	61,41	52,60	8,82	14,36%
Riobamba	38,54	39,25	- 0,72	-1,86%
Sto. Domingo	94,14	73,83	20,31	21,58%
Emelec	551,72	201,34	350,38	63,51%
<b>Total</b>	<b>4.125,32</b>	<b>2.571,04</b>	<b>1.554,28</b>	<b>37,68%</b>

(\*) Valores en millones de dolares

Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

Los acreedores del MEM, para el periodo abril 1999 – diciembre 2006 han acumulado un saldo a favor de 1.516,34 millones de dólares el cual se detalla en el cuadro No. 2

Cuadro No. 2 Acreencias del MEM.

Empresa	Facturas (*)	Depósitos (*)	Saldos (*)	Saldo
<b>CATEG-G</b>	149,08	97,58	51,50	34,54%
<b>Ecoluz</b>	0,24	0,07	0,17	72,53%
<b>Elecaastro</b>	62,10	44,07	18,03	29,04%
<b>Electroguayas</b>	688,67	362,44	326,23	47,37%
<b>Electroquil</b>	257,13	188,64	68,50	26,64%
<b>EMAAP-Q</b>	14,06	11,87	2,19	15,59%
<b>Hidrabánico</b>	2,66	1,83	0,83	31,07%
<b>Hidroagoyan</b>	192,48	124,54	67,94	35,30%
<b>Hidronación</b>	163,07	46,18	116,89	71,68%
<b>Hidrpaute</b>	775,99	394,72	381,27	49,13%
<b>Intervisa Trade</b>	114,62	78,43	36,19	31,58%
<b>Lucega</b>	4,70	3,88	0,82	17,42%
<b>Machala Power</b>	273,72	222,03	51,68	18,88%
<b>San Carlos</b>	3,56	3,47	0,08	2,35%
<b>Termoesmeraldas</b>	249,49	150,69	98,80	39,60%
<b>Termopichincha</b>	127,47	73,71	53,76	42,17%
<b>Ulyseas</b>	9,39	6,21	3,18	33,83%
<b>Selva Alegre</b>	0,55	0,20	0,35	63,93%
<b>Electroperu</b>	0,78	0,78	-	0,00%
<b>ISA</b>	362,75	362,75	-	0,00%
<b>Ecuapower</b>	4,83	4,83	-	0,00%
<b>Transelectric</b>	556,96	361,62	195,34	35,07%
<b>Min. Econ. Finanzas</b>	127,29	84,70	42,60	33,46%
<b>Total</b>	<b>4.141,60</b>	<b>2.625,26</b>	<b>1.516,34</b>	<b>36,61%</b>

(\*) Valores en millones de dolares

Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

Estas acreencias son producto de las transacciones realizadas en el MEM en los dos mercados (contratos y spot) tanto para los generadores como para el transmisor. En cuanto a las acreencias al Ministerio de Economía y Finanzas, estas corresponden a los activos que las empresas de distribución, generación y transmisión deben cancelar al estado ecuatoriano por concepto de haberse constituidos como empresas al momento de extinguirse el INECEL y conformarse el mercado eléctrico mayorista.

A fin de proveer de energía al mercado eléctrico, las empresas de generación termoeléctrica deben realizar compras de combustible a Petrocomercial. Considerando los múltiples factores que inciden en la economía de las empresas, estas empresas no cuentan con los suficientes medios económicos para abastecerse normalmente de combustible. Por tal motivo, los gobiernos de turno han declarado por reiteradas ocasiones el estado de emergencia eléctrica.

La finalidad de declarar esta emergencia eléctrica es para que se realice la transferencia de dinero a través del Ministerio de Economía y Finanzas a Petrocomercial. Para tal efecto, se reconoce a las empresas de distribución cierto rubro del déficit tarifario, estos "ingresos" sirven para saldar los pendientes de las empresas de generación quienes a su vez cancelan las facturas que Petrocomercial les emite por concepto de compra de combustible.

Considerando que el reconocimiento del déficit tarifario no es del 100%, ello incide en que las empresas de generación térmicas acumulen deudas con Petrocomercial, puesto que al no disponer de los suficientes recursos, se abastecen de combustibles (crédito) a través de los decretos de emergencia. En el cuadro No. 3 se presenta el resumen de la deuda total de las empresas de generación térmica con Petrocomercial a diciembre de 2006.

**Cuadro No. 3 Deudas de las Empresas de Generación  
Térmica con Petrocomercial por compra de combustible**

<b>Termoelectrica</b>	<b>Total Deuda (*)</b>	<b>%</b>	
<b>Termopichincha</b>	20,45	3,75%	
<b>Termoesmeraldas</b>	75,73	13,90%	
<b>Electroguayas</b>	246,96	45,31%	
<b>Categ-G</b>	61,10	11,21%	
<b>Electroquil</b>	83,39	15,30%	
<b>SECTOR PRIVADO</b>			
<b>Manabi</b>	1,18		
<b>Milagro</b>	0,00		
<b>Elecaustro</b>	2,33		
<b>Sta. Elena</b>	1,38		
<b>El Oro</b>	0,20		
<b>Regional Sur</b>	2,16		
<b>Quito</b>	0,92		
<b>Intervisa</b>	44,49		
<b>Ulysseas</b>	4,66		
<b>Emelnorte</b>	0,05		
<b>Esmeraldas</b>	0,01		
<b>Total</b>	<b>544,99</b>		<b>100,00%</b>

(\*) Valores en millones de dolares

Fuente: CENACE

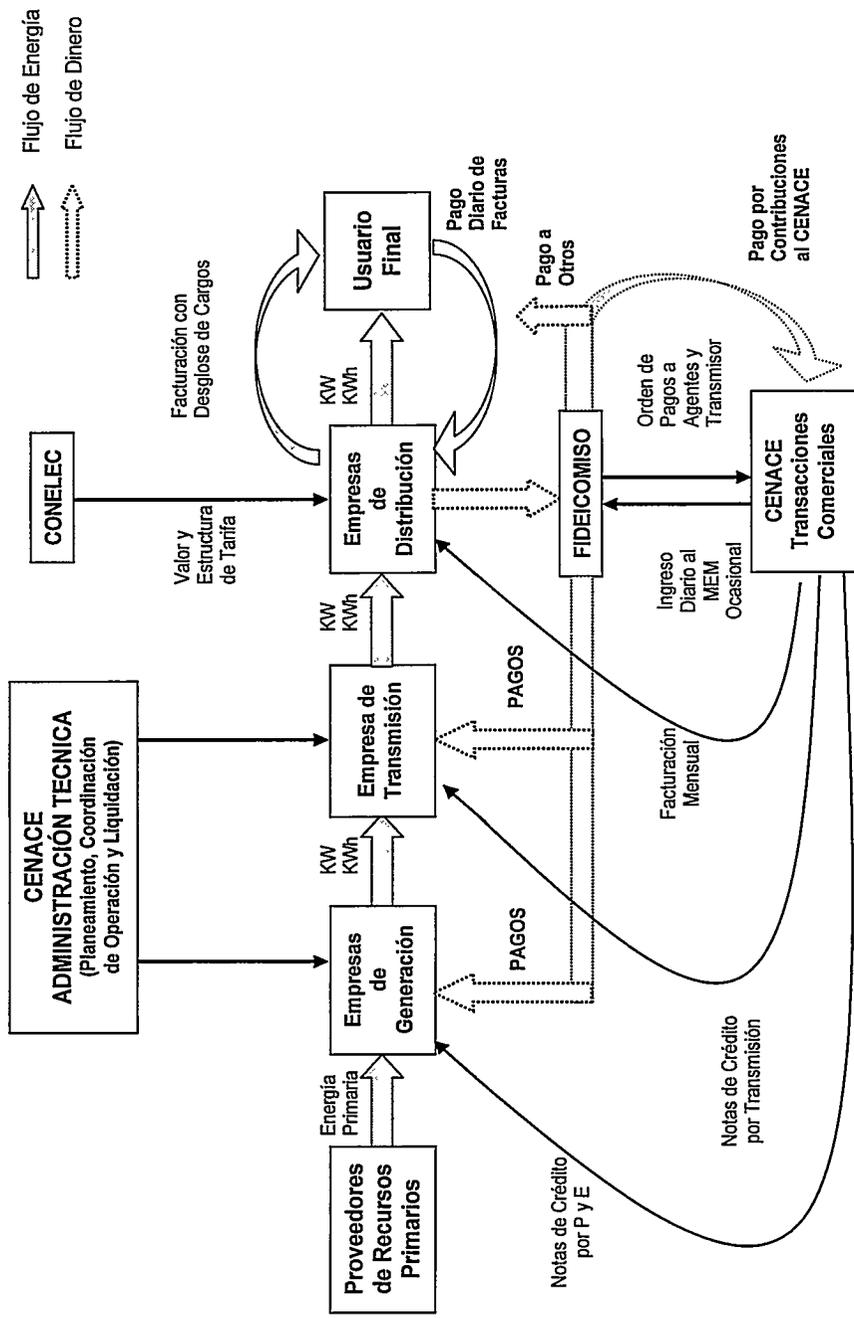
Elaborado: Autores de Tesis

### 2.1.5.5 Administración de Cartera en el MEM.

El movimiento económico en el MEM, está a cargo de los fideicomisos que se tienen a fin de viabilizar el sistema de cobro y pago que permita el manejo y transferencia confiable y segura de los recursos provenientes de las transacciones entre los agentes del mercado eléctrico. Este mecanismo empleado, tiene por objetivo asegurar la fuente de pago de las operaciones del MEM en base a los flujos de recursos a recibirse de conformidad con el monto determinado por el CENACE.

En la Gráfico No. 16, se presenta el esquema de cobros y pagos en el MEM.

Gráfico No. 16 Esquema de Cobros y Pagos en el MIEM.

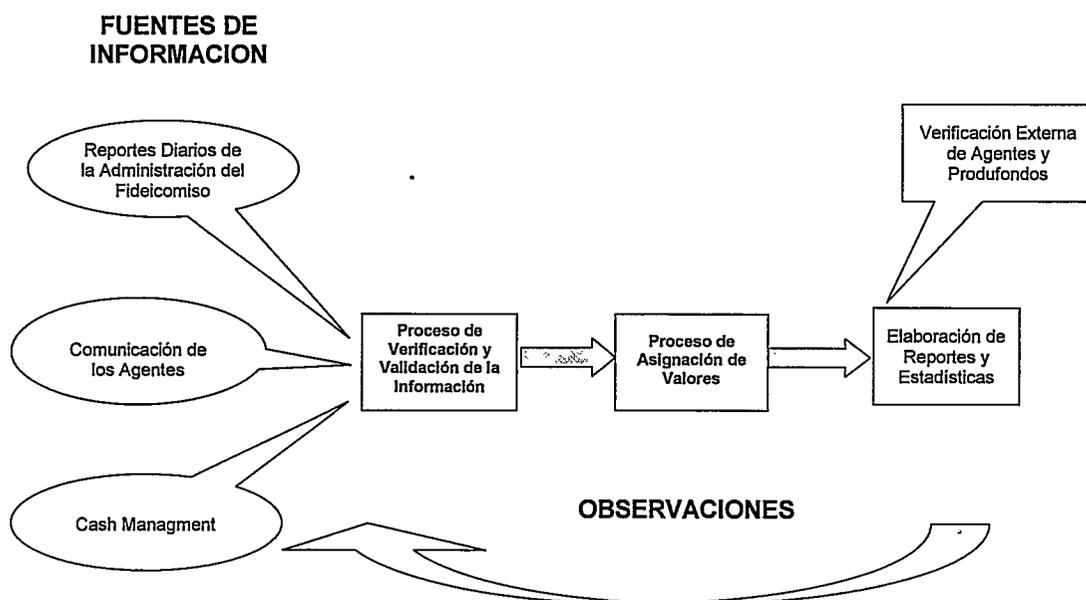


Fuente: CENACE  
Elaborado: Autores de Tesis

La administración de los recursos, se la realiza de acuerdo a las instrucciones de la constituyente, diariamente el CENACE recibe los reportes diarios de la gestión fiduciaria lo cual incluye los montos recaudados de la empresas distribuidoras y grandes consumidores. En las transacciones económicas a las empresas de distribución que tienen generación propia se les emite una nota de crédito el cual es endosado a la distribuidora disminuyendo así su valor a pagar.

La metodología de la asignación de recursos se puede resumir de acuerdo a lo indicado en el siguiente gráfico.

Gráfico No. 17 Metodología de asignación de recursos.



Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

Los reportes diarios los emite la administradora del Fideicomiso con información de fechas, cantidades, meses correspondientes y saldos disponibles en las cuentas. Al momento de realizar los depósitos los agentes comunican a la dirección de transacciones comerciales del CENACE vía fax la fecha, monto, número de cuenta, banco y orden de pago de pago con la que se realizó el depósito.

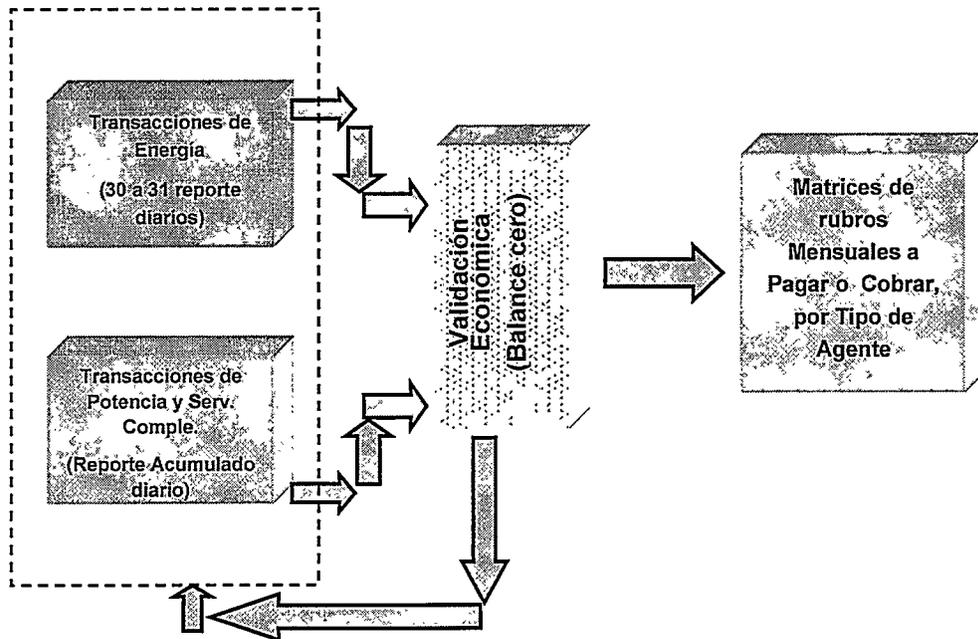
Mediante el cash managment, se puede verificar los movimientos de las cuentas tanto en depósitos como saldos disponibles. Se verifica que se haya efectivizado los depósitos que comunican los distribuidores, cantidades, fechas y cuentas de bancos.

Los depósitos se los reparte dependiendo de las prioridades impuestas por el Fondo de Solidaridad, para tal efecto se han establecidos las prelación de pago (prelación de los fideicomisos de las empresas distribuidoras) con lo cual se da prioridad a las necesidades en orden de importancia. Actualmente la prelación de pago es como se indica:

- a. Transmisor, reconocimiento del costo medio de transmisión,
- b. Importación de energía, pago que se realiza a Colombia por concepto de la compra de energía como producto de la operación del tiempo real del mercado eléctrico para satisfacer los requerimientos de la demanda nacional,
- c. Potencia, reconocimiento a los generadores por tener disponible sus unidades de generación,
- d. Contratos generadoras privadas hidráulicas,
- e. Contratos generadoras privadas térmicas,
- f. Costos Variables generadoras térmicas privadas,
- g. Empresas de generación privadas no convencionales,
- h. Costos Variables generadoras térmicas del estado,
- i. Contratos generadoras hidráulicas del estado,
- j. Venta de energía en el spot de las empresas privadas,
- k. Venta en el Spot restante de empresas del estado.

En el siguiente gráfico se resume el proceso de las transacciones mensuales en el MEM.

Gráfico No. 18 Proceso de Transacciones



Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

Los plazos para la liquidación y emisión de la facturación, considerando también las transacciones internacionales de electricidad, son establecidos por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en la regulación correspondiente (002-03 / 006-06). Los agentes enviarán inmediatamente al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) copia de cada una de las facturas emitidas.

De existir mutuo acuerdo entre el Agente y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el primero podrá otorgar un poder especial al segundo, para la emisión de facturas observando lo dispuesto en la Ley de Régimen Tributario, sus reglamentos relacionados y las disposiciones emitidas por el Servicio de Rentas Internas en esta materia.

Cada uno de los Agentes acreedores del MEM factura en base de la liquidación emitida mensualmente por el CENACE. En los siguientes cuadros se presentan los rubros que se tienen a nivel de generación, distribución, grandes consumidores y transmisión.

**Cuadro No. 4 Ingresos y Egresos de los Generadores.**

<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>
- Por potencia a remunerar	- Por Energía comprada en el M.O. para cumplir contratos.
- Por Regulación Primaria de Frecuencia RPF.	- Por Consumo de auxiliares.
- Por Regulación Secundaria Frecuencia RSF.	- Descuento Generación Hidroeléctrica no Escindida
- Por energía vendida en el mercado ocasional.	- Por Generación Obligada.
- Por Generación Obligada.	- Por Generación Forzada.
- Por Generación Forzada.	Por Regulación Primaria de Frecuencia.
- Por reactivos.	- Por Combustibles
Por Arranque-parada, RAP, Reemplazos.	- Cargos por Interconexión
- Por Combustibles.	- Cargo Variable de Transmisión

Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

**Cuadro No. 5 Ingresos y Egresos de los Distribuidores y Grandes Consumidores.**

<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>
- Por potencia a remunerar y servicios complementarios.	- Por saldo de energía de contratos.
- Por energía comprada en el mercado ocasional.	- Descuento por Generación Hidroeléctrica no Escindida.
- Por Generación Obligada.	- Por Rentas de Congestión
- Por Generación Forzada.	- Por Rentas de Congestión por Importación desde Colombia.
- Por reactivos (CF y CV)	
- Por tarifa fija de Transmisión.	
- Reconocimiento de Combustibles	
- Cargos por Interconexión (Importación).	
- Cargo Variable de transmisión.	

Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

Cuadro No. 6 Ingresos y Egresos en la Empresa de Transmisión.

<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>
- Por cargo variable de transmisión.	- Por generación forzada.
- Por tarifa fija de Transmisión.	

Fuente: CENACE

Elaborado: Autores de Tesis

## **2.2 Análisis Económico de la Situación Actual de Electroguayas. Análisis comparativo, evolución, tendencia y perspectivas**

### **2.2.1 Cobros y Pagos.- Fideicomisos**

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), funcionó hasta el 31 de Marzo de 1999, y dio paso a la creación de empresas anónimas tanto para la Distribución, Generación y Transmisión de energía eléctrica, bajo el mando del Fondo de Solidaridad.

Transelectric S.A., administró los recursos financieros de las empresas del sector eléctrico durante los meses de febrero y marzo de 1999, y según los registros financieros, se recibió más ingreso con relación a lo facturado, originando una deuda a favor de Transelectric por USD 3'047.319,30, la misma que se encuentra pendiente de pago.

En abril de 1999 y de acuerdo a lo indicado en la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, el CENACE empezó a administrar el Mercado Eléctrico Ecuatoriano (MEM), y se encargó de la asignación de los recursos financieros de los agentes del sector, para lo cual había un fideicomiso con la fiduciaria Produfondos y los pagos los realizaba a través de prelación en donde las Generadoras térmicas del Fondo de Solidaridad se encontraban en primera prelación de la lista y las generadoras privadas en segunda prelación. Esta situación duró hasta el primer semestre del 2001, periodo en el cual, debido al orden de prelación que tenían las Generadoras térmicas del Fondo de Solidaridad, se lograba recaudar un porcentaje muy alto de lo facturado.

Esta situación ocasionó un reclamo por parte de los generadores privados, lográndose con ello el cambio en la orden de prelación de pagos, el sector privado

de generación consiguió ubicarse en primer lugar de prelación y por lo consiguiente se desplazó a las Generadoras Térmicas del Fondo de Solidaridad, sin embargo a pesar de este cambio, el porcentaje de recuperación de la facturación se mantuvo alto, hasta el mes de Febrero 2003.

Debido a que la demanda de energía del país se incrementó y a la falta de oferta en el país, el Ecuador se vio en la necesidad de importar energía desde Colombia, razón por la que se suscribió un contrato de compra – venta de energía entre Ecuador y Colombia, y entre las cláusulas del mismo se estipula que la compra de energía debe ser prepagada, es decir que se debe hacer con antelación los pagos por la energía que se consumiría en el mediano plazo; ello motivó que desde marzo del 2003 la Interconexión con Colombia ocupe el primer lugar en las prelación de pago, desplazando aún más a Electroguayas S.A..

Por lo anteriormente expuesto, la recaudación de la facturación de energía en el mercado ocasional se redujo, debido a que los desembolsos que realizan las distribuidoras no alcanzan a cubrir lo facturado por las empresas generadoras que se encuentran en los últimos lugares de prelación, en este caso Electroguayas.

Se puede resumir las prioridades de las Prelaciones de Pagos de la siguiente manera:

- VAD (Valor Agregado de Distribución), que es el valor mínimo que las distribuidoras necesitan para operar, y es calculado por el CONELEC.
- Interconexión con Colombia.
- Generadoras Privadas.
- Generadoras Fondo de Solidaridad.

La CEPSE (Comisión de Ejecución de Políticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano), fue creado el 24 de Octubre del 2005, mediante Decreto Ejecutivo., según Registro Oficial # 711 y tiene como función definir las políticas de electrificación en el país en

concordancia con la política energética nacional, actualmente también define las prelación de pago a través de los fideicomisos. Esta Comisión es integrada por:

- Ministro de Energía y Minas
- El Ministro de Economía y Finanzas.
- Presidente Directorio del CONELEC.
- Presidente Directorio del CENACE.
- Presidente Ejecutivo de Transelectric.
- Presidente del Fondo de Solidaridad.

Debido a la crisis que se acentuaba en el sector eléctrico por motivo de la baja recaudación, el Gobierno Nacional, como parte del Presupuesto General del Estado, incluyó USD 80'000.000,00 y USD 192'635.594,74 en los años 2005 y 2006, respectivamente para subsidiar a las empresas de distribución como reconocimiento del déficit tarifario con respecto al Precio Real de Generación (PRG).

Estos valores fueron repartidos mediante el fideicomiso para cubrir parte de las deudas que las distribuidoras mantienen con las generadoras y son canceladas de acuerdo a las prelación de pago hasta donde alcance el dinero y son acreditados a través de cruce de cuentas directamente a Petrocomercial por el Ministerio de Economía y Finanzas. Electroguayas hasta el año 2006 por concepto de cruce de cuentas ha recibido el valor 72,47 millones de dólares los que se contabilizaron en el mismo año y que fueron acreditados directamente a Petrocomercial.

A fin de administrar y controlar de la mejor manera los montos recaudados por las distribuidoras y por requerimiento del Fondo de Solidaridad, se dio paso a la creación de fideicomisos, a fin de que las distribuidoras depositen sus recaudaciones, para luego respetando el orden de prelación sean repartidos a las generadoras que vendieron energía en el mercado Spot. El contrato entre la fiduciaria y la distribuidora tiene validez de un año y son renovados de acuerdo a los cambios que existan en Prolaciones de Pagos.

Cada Fideicomiso está conformado por un Comité Fiduciario, que se reúne cada mes, para revisar los informes financieros de cada distribuidora presentados por el fideicomiso de acuerdo a los valores recibidos y pagados en cada una de las generadoras a través de las prelación de pagos.

Este Comité está formado de la siguiente manera:

- Dos representantes de las empresas de Distribución, cada uno con su suplente tienen participación en la reunión y derecho al voto.
- Dos representantes de las empresas de Generación, cada uno con su suplente tienen participación en la reunión y derecho al voto.
- Un representante del Fondo de Solidaridad con su suplente, ambos con participación y derecho al voto y dirimente – Presidente del Comité.
- Un representante del CENACE con participación en la reunión sin derecho al voto.
- El secretario del comité (que es la Fiduciaria), con participación en la reunión sin derecho al voto.
- Un representante de Electroguayas es suplente de los generadores.

No obstante, actualmente en las reuniones de Comité Fiduciario las generadoras del Fondo de Solidaridad que tienen problemas de liquidez o se encuentran entre las últimas prelación de pago, envían 2 representantes a participar en dichas reuniones, ello con la finalidad de reforzar y salvaguardar los intereses de sus empresas, puesto que es una medida de presión que se puede ejercer para obtener beneficio empresarial.

Los fideicomisos que actualmente administran los cobros y pagos de las empresas de distribución, son los siguientes:

✓ **Fideicomiso Fondos Pichincha**

E.E. Bolívar

E.E. Esmeraldas

E.E. Cotopaxi  
E.E. Los Ríos  
E.E. Regional Centro Sur  
E.E. Regional Sur  
E.E. Riobamba

✓ **Fideicomiso Contifondos**

E.E. Regional Norte  
E.E. Santo Domingo

✓ **Fideicomiso C.F.N.**

Categ

✓ **Fideicomiso Produfondos**

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)  
E.E. Quito

✓ **Fideicomiso Banco de Guayaquil**

E.E. Regional Manabí  
E.E. Ambato  
E.E. El Oro  
E.E. Península de Santa Elena  
E.E. Emelgur  
E.E. Milagro

## **2.2.2 Facturación en el Mercado de Contratos y Spot.**

### **2.2.2.1 Facturación en el Mercado de Contratos**

Electroguayas ha mantenido contratos de suministro de energía con todas las empresas distribuidoras, antes del 2002 no se estableció contratos con la CATEG (EMELEC), debido a ciertas políticas internas de esa empresa.

En el año 2001, la energía se contrataba en la barra del Generador y se la fijaba mediante curvas de carga de cada una de las empresas distribuidoras, en las cuales se determinaba la cantidad de energía a entregar en cada hora en los diferentes tipos de días, laborable, sábado, domingo y feriado.

El 1 de enero de 2002 se establecieron contratos con 17 distribuidoras, excepto EMELEC, con una duración de 4 años. Estos contratos implicaban la venta del 100% de la programación de vapor mediante curvas de carga horarias con cantidades pre-assignadas y sujetas a revisión anual. Estos contratos fueron pactados en la barra del distribuidor, lo que implicó una pérdida por transportar la energía desde el nodo de producción hasta el nodo de entrega. Se acordó que estos cargos, que deben ser pagados a la empresa de transmisión TRANSELECTRIC, corran por cuenta del Distribuidor.

EMELEC (CATEG) ingresó al mercado de contratos a partir de Febrero del año 2003.

Los contratos firmados en el 2002, por disposición de la Presidencia de la República fueron modificados a partir del mes de mayo de 2004, básicamente con la finalidad de apoyar la política del gobierno nacional de reducir las tarifas eléctricas en beneficio del consumidor final.

En consecuencia se suscribió un adendum modificatorio que observaba las disposiciones del Ejecutivo, ajustando el precio y conviniendo que la energía a venderse en este mercado, en adelante y hasta que el contrato fenezca, correspondería al 50% de la producción horaria real de las unidades de vapor repartida a las distribuidoras en proporción a su demanda horaria real. Este nuevo procedimiento influye en la estructura de los ingresos de la empresa.

Antes del 2004, Electroguayas percibía ingresos por Energía Vendida y por Potencia en el Mercado de contratos, ya desde el 2004, sólo vende energía a través de este mercado.

A diciembre de 2006, Electroguayas tenía contratos con 12 distribuidoras: Ambato, Azoguez, Bolívar, EL Oro, CATEG, Esmeraldas, Santa Elena, Quito, Centro Sur, Manabí, Regional del Sur y Riobamba. A continuación en el cuadro No. 7, se muestra la Facturación en el Mercado de Contratos.

Cuadro No. 7 Facturación en Contratos (Miles de USD)

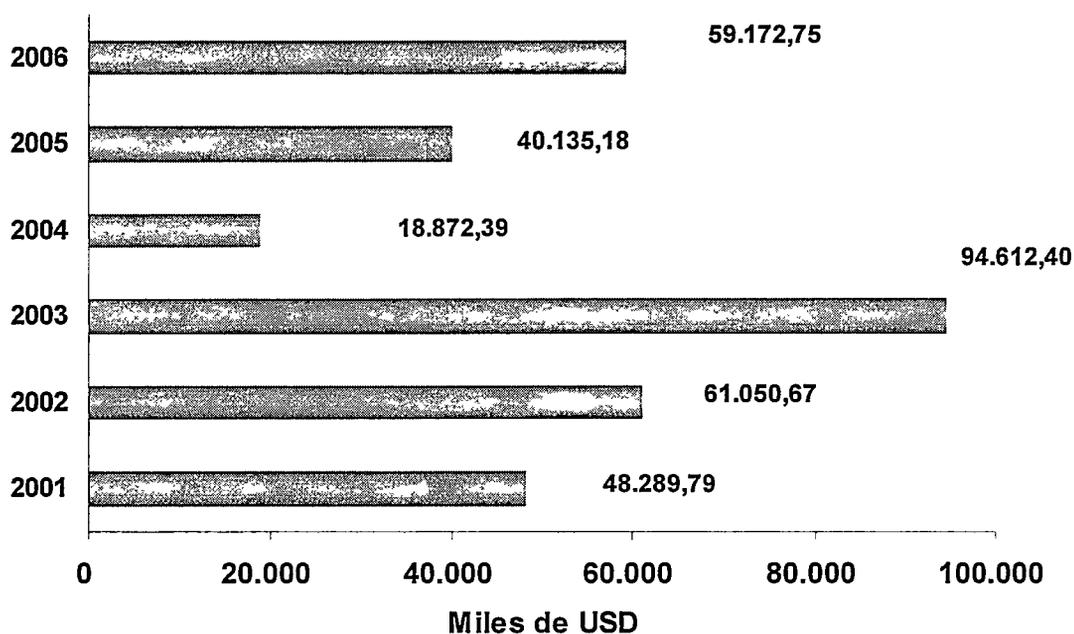
EED	Ene-06	Feb-06	Mar-06	Abr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Ago-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Dic-06	TOTAL
AMBATO	-	-	-	-	-	-	-	545.31	407.52	402.73	353.17	182.82	1,891.55
AZOGUES	-	-	-	-	-	55.52	59.35	190.67	342.74	143.56	44.63	24.77	861.24
BOLIVAR	21.91	15.09	19.08	10.98	17.12	15.64	-	18.33	14.22	20.47	22.85	18.83	194.51
COTOPAXI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EL ORO	218.70	144.74	202.00	120.50	182.58	153.88	140.78	165.67	124.43	182.59	206.77	172.14	2,014.78
CATEG	1,503.21	949.21	1,366.76	790.32	1,178.02	1,001.92	1,037.93	1,244.28	956.82	1,376.72	1,527.10	1,314.83	14,247.12
EMELGUR	346.15	212.49	303.95	182.66	295.20	252.97	-	-	-	-	-	-	1,593.42
ESMERALDAS	149.03	91.28	123.40	75.16	114.09	105.44	-	150.80	94.40	136.96	152.34	123.70	1,316.59
LOS RIOS	103.06	63.74	89.73	57.21	95.99	75.37	-	-	-	-	-	-	485.10
MILAGRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
STA. ELENA	136.77	99.30	128.64	74.42	103.94	91.71	88.26	104.48	79.02	112.18	132.19	113.11	1,264.02
QUITO	-	-	1,880.68	662.37	1,439.00	448.33	3,053.26	3,494.03	2,252.89	3,536.07	4,472.01	2,954.36	24,193.00
CENTRO SUR	224.02	115.00	135.96	65.66	104.15	83.46	97.36	245.38	181.63	148.09	279.05	85.22	1,764.98
IMABABI	407.58	260.45	356.89	214.21	329.53	286.04	-	1,032.02	998.89	947.19	904.11	921.13	6,658.06
EMEINORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REGIONAL DEL SUR	79.92	53.85	73.40	43.09	68.11	61.95	-	67.42	51.65	73.02	81.86	66.00	720.29
RIOBAMBA	68.39	46.69	61.87	36.81	57.17	52.83	651.78	252.96	133.12	241.63	152.80	212.04	1,968.08
STO. DOMINGO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>3,258.74</b>	<b>2,051.85</b>	<b>4,742.36</b>	<b>2,333.38</b>	<b>3,984.92</b>	<b>2,685.06</b>	<b>5,128.72</b>	<b>7,511.36</b>	<b>5,637.34</b>	<b>7,321.21</b>	<b>8,328.87</b>	<b>6,188.94</b>	<b>59,172.75</b>

Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

La facturación en el Mercado de Contratos representa el 36,26% de la Facturación Neta Total de Electroguayas. Del cuadro anterior se puede apreciar que la Empresa Quito tiene la mayor participación de la facturación en el Mercado de Contratos (40,89%).

En el gráfico No. 19 que se presenta a continuación se puede observar el comportamiento de la facturación durante los años 2001-2006:

Gráfico No. 19 Facturación anual en mercado de contratos.



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

La facturación en el Mercado de Contratos del año 2006 se incrementó en un 47,43% con respecto al año 2005 debido al aumento de la demanda de Energía en el país. Podemos notar que la mayor facturación en este mercado se dio en el año 2003, ya que en este año se inició la venta de energía con la CATEG. En el 2004 se obtiene la menor facturación, debido a que la unidad a vapor TV-1 de Electroguayas

estuvo indisponible desde mayo a diciembre, reduciendo así la oferta productiva de la empresa.

En el cuadro No. 8, se presenta un detalle comparativo de la facturación anual en el Mercado de Contratos en los últimos seis años:

**Cuadro No. 8 Facturación Anual en el Mercado de Contratos (miles de USD)**

MES/AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Ene-06	3.646,13	6.137,77	8.735,44	3.042,78	4.140,14	3.258,74
Feb-06	3.481,26	5.428,62	11.001,35	2.282,70	2.850,00	2.051,85
Mar-06	4.449,91	5.619,00	8.128,80	1.163,49	2.510,88	4.742,36
Abr-06	3.316,97	3.541,04	6.751,52	462,19	2.653,96	2.333,38
May-06	3.530,35	3.783,40	7.291,90	762,71	2.740,22	3.984,92
Jun-06	3.041,23	2.882,06	4.170,26	432,88	1.986,21	2.685,06
Jul-06	3.303,60	2.559,57	6.163,36	633,40	4.118,75	5.128,72
Ago-06	4.297,59	4.045,86	4.126,58	1.088,32	3.636,27	7.511,36
Sep-06	5.125,00	5.651,88	7.181,20	1.716,27	4.076,52	5.637,34
Oct-06	4.688,88	7.418,56	8.334,12	2.189,45	3.964,25	7.321,21
Nov-06	4.477,76	6.959,05	11.219,33	2.461,68	3.671,17	8.328,87
Dic-06	4.931,11	7.023,86	11.508,54	2.636,52	3.786,79	6.188,94
TOTAL	48.289,79	61.050,67	94.612,40	18.872,39	40.135,18	59.172,75
Variación (%)		26,43%	54,97%	-80,05%	112,67%	47,43%

Fuente: Electroguayas

Elaborado: Autores de Tesis

La tendencia es que en un futuro la facturación en el Mercado de Contratos se incremente ya que en lugar del 50% de la producción a vapor de las Unidades de Electroguayas, se podría comercializar el 100% de esta producción en este mercado a todas las distribuidoras en forma proporcional a su demanda, debido a que así lo estipula la Ley Reformatoria a la Ley del Régimen del Sector Eléctrico del 26 de septiembre de 2006 en la Disposición Transitoria Sexta.

### 2.2.2.2 Facturación en el Mercado Ocasional

En este mercado se liquida la energía al precio determinado por la oferta marginal de corto plazo. Además de la energía, en este mercado se liquidan la Potencia y los Servicios Complementarios, tales como sobrecostos originados por inflexibilidades y

restricciones operativas, el aporte para regulación de frecuencia, costos de arranque & parada, recuperación de impuestos y tasas inherentes a las compras de combustible para operar y los rubros relacionados con la importación – exportación de energía. La facturación en el Mercado Ocasional en el año 2006, se presenta a continuación en el cuadro No. 9, la cual representa el 63,74% del total facturado neto en el año.

Cuadro No. 9 Facturación en el Mercado Ocasional (USD)

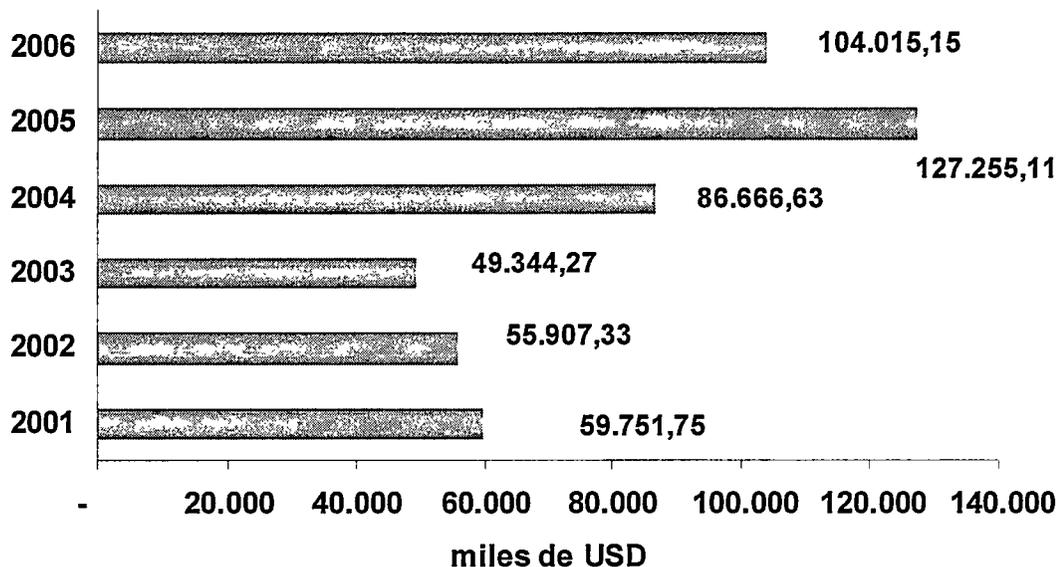
MES	ENERGÍA M.O.	GENERACIÓN OBLIGADA	GENERACIÓN FORZADA	IVA DE COMBUST.	PROTECCIÓN SPOT	REACTIVOS	REGULACIÓN PRIMARIA FRECUENCIA	AJUSTES CORRESP. A PER ANTERIORES	TOTAL
Ene-06	8.730,149.17	303,843.65	34,492.18	783,142.78	1,929,571.73	-	9,863.13	238.18	11,791,300.81
Feb-06	5,167,584.47	257,771.74	113,678.93	481,944.27	1,614,766.47	-	3,871.59	-	7,639,617.46
Mar-06	3,866,191.52	339,144.36	213,335.18	390,497.70	1,383,671.27	-	3,227.70	30.33	6,196,098.07
Abr-06	2,883,524.90	630,618.46	437,416.61	361,195.75	918,621.18	-	3,275.97	-	5,234,652.87
May-06	6,988,813.93	269,490.09	325,636.92	625,082.18	1,630,604.94	-	7,736.92	-	9,847,364.98
Jun-06	4,260,905.87	873,068.36	69,366.92	446,490.33	1,566,138.85	-	3,813.10	113,375.78	7,333,159.21
Jul-06	6,019,959.43	306,465.95	4,235.42	589,354.09	1,451,640.80	-	7,270.11	198,670.36	8,577,596.16
Ago-06	6,361,524.63	91,705.52	1,469.20	733,233.32	1,633,136.30	-	8,245.97	-	8,829,314.96
Sep-06	6,308,812.21	193,340.77	-	608,459.56	1,338,019.90	-	6,602.06	-	8,455,234.50
Oct-06	8,274,224.46	93,555.56	-	729,558.38	1,735,998.12	-	7,711.06	5,488.35	10,846,535.93
Nov-06	7,265,939.39	570,154.35	-	729,558.38	2,068,989.21	-	5,182.60	13,110.97	10,652,934.90
Dic-06	5,134,578.06	796,379.02	51,558.31	588,022.99	1,994,304.65	-	8,462.17	38,039.78	8,611,344.99
TOTAL	71,262,208.02	4,725,537.83	1,251,189.67	7,066,539.74	19,265,463.43	-	75,262.38	368,953.76	104,015,154.83

Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

La remuneración por potencia representa el 18,52% de la facturación en el Mercado Ocasional, mientras que la generación forzada y obligada significan un 1,20% y 4.54%, respectivamente

En el gráfico No. 20 se puede apreciar como ha ido variando anualmente la facturación en el Mercado Ocasional:

Gráfico No. 20 Variación anual de la facturación en el Mercado Spot.



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

A partir del 2004, se incrementó la facturación anual en este mercado, debido a que desde ese año se dispuso que sólo se comprometería el 50% de la energía de las unidades a vapor para ser vendida en el Mercado de Contratos. La facturación en el Mercado Ocasional del año 2006 se redujo en 18.26% con respecto al año 2005.

A continuación en el cuadro No. 10, se presenta un comparativo mensual de la facturación en el Mercado Ocasional.

**Cuadro No.10 Comparativo mensual de Facturación en el Mercado Ocasional (USD)**

MES/AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Ene-06	7.794,81	5.896,51	5.830,76	9.448,40	18.415,90	11.791,30
Feb-06	4.622,22	5.311,35	3.577,62	13.917,29	10.669,96	7.639,62
Mar-06	4.457,87	6.792,21	6.079,92	9.214,53	7.317,15	6.196,10
Abr-06	3.738,10	6.803,20	4.675,80	10.507,96	7.076,06	5.234,65
May-06	3.202,17	2.839,87	2.061,41	4.176,18	9.174,41	9.847,36
Jun-06	4.147,65	3.845,22	4.388,98	2.082,16	5.488,31	7.333,16
Jul-06	4.728,54	3.286,33	2.576,48	2.356,25	13.053,55	8.577,60
Ago-06	3.736,14	3.393,75	7.279,46	3.749,02	9.967,49	8.829,31
Sep-06	4.133,32	5.802,93	3.980,05	6.292,35	9.497,33	8.455,23
Oct-06	8.138,50	5.270,15	4.769,61	8.970,29	13.729,95	10.846,54
Nov-06	6.395,44	2.616,60	2.459,36	8.097,90	10.232,28	10.652,93
Dic-06	4.656,98	4.049,20	1.664,83	7.854,32	12.632,73	8.611,34
TOTAL	59.751,75	55.907,33	49.344,27	86.666,63	127.255,11	104.015,15
Variación (%)		-6,43%	-11,74%	75,64%	46,83%	-18,26%

Fuente: Electroguayas

Elaborado: Autores de Tesis

La tendencia es que en este mercado la facturación se reduzca, debido a que la mayor parte de producción de la empresa será vendida en el Mercado de Contratos.

### 2.2.3 Recaudación en el Mercado de Contratos y Spot

El cuadro No. 11 que se presenta a continuación muestra los valores recaudados mensualmente en el Mercado Ocasional:

Cuadro No.11 Recaudación en el Mercado Ocasional (miles de USD)

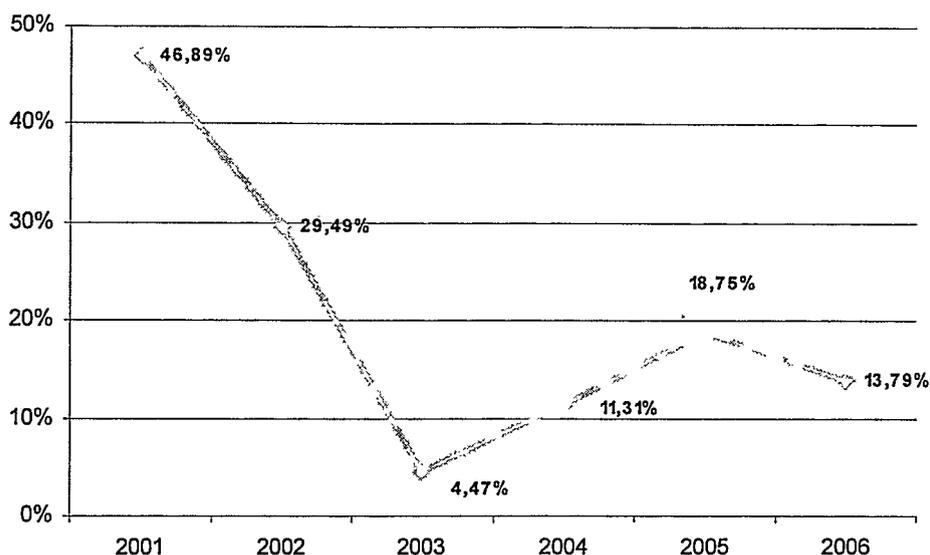
MES/AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Ene-06	5.248,22	724,63	675,45	192,98	764,70	1.032,72
Feb-06	3.860,04	726,06	930,26	464,65	689,51	1.098,16
Mar-06	4.550,89	1.366,62	0,00	877,34	3.196,40	1.478,60
Abr-06	2.382,34	1.700,43	94,74	811,74	1.075,71	1.088,63
May-06	3.724,64	298,68	0,00	1.657,36	1.151,73	605,42
Jun-06	1.936,24	3.524,18	234,06	1.952,79	2.478,63	428,86
Jul-06	2.222,26	647,24	63,56	1.459,30	3.112,97	3.096,63
Ago-06	1.016,62	4.237,12	0,00	436,97	1.349,91	1.339,04
Sep-06	714,60	2.621,33	108,55	150,17	2.085,54	1.031,92
Oct-06	1.030,14	288,42	0,00	554,20	4.641,98	1.009,50
Nov-06	1.297,48	116,35	74,10	586,16	1.917,85	1.060,79
Dic-06	35,18	235,56	24,19	658,56	1.391,54	1.072,83
TOTAL	28.018,64	16.486,62	2.204,91	9.802,22	23.856,49	14.343,11
Variación (%)		-41,16%	-86,63%	344,56%	143,38%	-39,88%

Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

Se puede apreciar que en el 2001, se tuvo la mayor recaudación, debido al orden de prelación en la que se ubicaba Electroguayas, mientras que en el 2003 se tuvo la menor recaudación.

En el gráfico No. 21 se presenta cómo ha evolucionado la recaudación en este mercado:

Gráfico No. 21 Porcentaje de Recaudación anual de la facturación en el Mercado Spot.



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

El porcentaje de recuperación con respecto a la facturación en el mercado spot u ocasional, nos indica la capacidad de los clientes, es decir las distribuidoras en cumplir con sus obligaciones a corto plazo a través de un fideicomiso de cobro de venta de energía.

Electroguayas, durante los primeros años se ubicaba en los primeros lugares de prelación, mientras que en los últimos años el ingreso de la importación y otros factores, desplazaron la ubicación de prelación, esto conjuntamente con la crisis que atraviesan las distribuidoras, cuyos pagos no alcanzan a cubrir todos los lugares de prelación pago de los fideicomisos, han ocasionado que la recuperación de la cartera sea cada vez menor.

Como se puede apreciar en el año 2001 la recuperación de la cartera por la venta de energía en el mercado ocasional estuvo cerca del 50%, pero para el año 2002 la

recuperación de la cartera baja a un 29,49%, y en el año 2003 que fue muy crítico apenas se recuperó solamente un 4,47%; para el año 2004 la recuperación de la cartera se incrementó en 7 puntos porcentuales, llegando de esta manera a recuperarse apenas un 11,31% de la venta de energía; para el año 2005 la recuperación fue un poco más productiva con relación al 2004 el porcentaje subió a un 18,75%, pero para el año 2006 la recuperación de la cartera volvió a caer a un 13,79% con relación al año anterior.

La recaudación en el mercado spot no ha sido muy buena a partir del año 2003 hasta el 2006, considerándose muy crítica debido a que se incrementa rápidamente la cartera vencida proveniente de la venta de energía en este mercado.

A continuación se presentan los valores recaudados mensualmente de la facturación realizada en el Mercado de Contratos durante los años 2001-2006

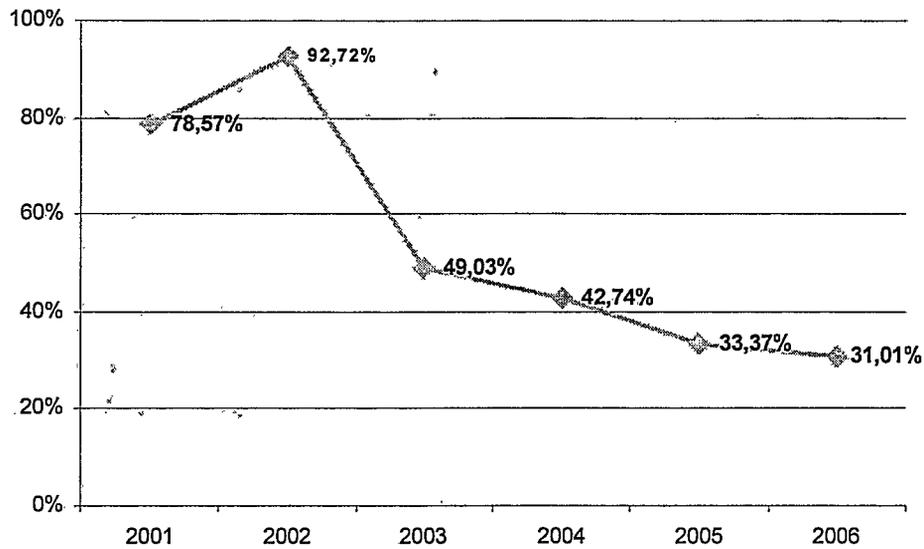
**Cuadro No.12 Recaudación en el Mercado de Contratos (miles de USD)**

MES/AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Ene-06	2.749,39	6.665,58	6.568,53	995,40	1.056,08	471,06
Feb-06	2.775,64	3.569,79	6.758,48	1.385,37	717,68	570,57
Mar-06	3.905,02	7.640,16	3.981,81	678,43	2.469,98	391,39
Abr-06	3.077,36	5.502,10	3.913,38	1.550,81	863,78	420,22
May-06	2.737,21	4.242,47	3.255,77	415,15	890,45	344,64
Jun-06	3.869,67	3.131,18	6.691,82	409,04	2.154,73	371,82
Jul-06	2.420,36	4.336,19	5.043,81	118,71	2.038,75	3.341,51
Ago-06	3.341,91	2.637,89	3.324,28	33,79	525,88	511,84
Sep-06	3.175,59	2.362,86	1.974,37	56,54	796,18	2.235,55
Oct-06	3.294,29	5.730,03	2.441,87	907,58	214,30	4.950,74
Nov-06	2.261,03	3.607,91	1.697,60	388,98	838,79	2.895,69
Dic-06	4.334,79	7.182,62	734,60	1.125,79	824,78	1.846,45
TOTAL	37.942,25	56.608,78	46.386,33	8.065,60	13.391,39	18.351,46
Variación (%)		49,20%	-18,06%	-82,61%	66,03%	37,04%

Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

La mayor recaudación en este mercado se dio en el año 2002, mientras que la menor se dio en el año 2004. A continuación se presenta un gráfico donde se muestra cómo ha fluctuado el porcentaje de recaudación en este mercado.

Gráfico No. 22 Porcentaje de Recaudación anual de la facturación en el Mercado de Contratos.



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

El porcentaje de recuperación con respecto a la facturación en el mercado PPA o de contratos, nos indica además de la eficiencia de la organización en cobrar lo vendido, es la capacidad de los clientes ya sean grandes consumidores o distribuidoras en cumplir con sus obligaciones a corto plazo.

La recuperación de la cartera por la venta de energía en el mercado de contratos para el año 2001 fue de 79%, año en la cual se obtuvo pérdida; para el año 2002 la recuperación de la cartera fue de un 93%, siendo el mejor año en porcentaje de recuperación, además que en ese año todavía el CENACE hacía de intermediador para la facturación y recuperación de venta de energía y no se profundizaba la crisis en las distribuidoras.

Para el año 2003 este indicador disminuyó considerablemente, ubicándose en un porcentaje de recuperación de 49% y para los años siguientes la recuperación de la

cartera fue decayendo, así para el año 2004 apenas se recuperó un 43%, para el año 2005 la recuperación fue del 33% y para el 2006 la diferencia es apenas del 2% con relación al 2005, ubicándose al 31%.

A continuación se presenta la recaudación total durante los años 2001 al 2006

**Cuadro No.13 Recaudación en el Periodo 2001-2006 (miles de USD)**

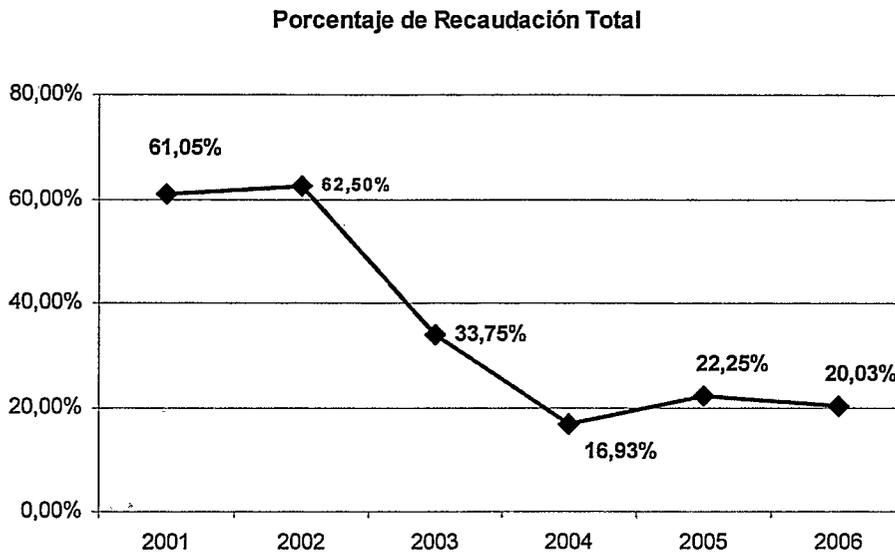
MES/AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Ene-06	7.997,61	7.390,21	7.243,99	1.188,37	1.820,78	1.503,78
Feb-06	6.635,68	4.295,85	7.688,74	1.850,02	1.407,19	1.668,73
Mar-06	8.455,91	9.006,78	3.981,81	1.555,77	5.666,38	1.869,99
Abr-06	5.459,70	7.202,53	4.008,11	2.362,55	1.939,49	1.508,85
May-06	6.461,85	4.541,15	3.255,77	2.072,51	2.042,19	950,07
Jun-06	5.805,91	6.655,36	6.925,89	2.361,84	4.633,36	800,67
Jul-06	4.642,62	4.983,42	5.107,38	1.578,02	5.151,73	6.438,14
Ago-06	4.358,53	6.875,01	3.324,28	470,76	1.875,80	1.850,88
Sep-06	3.890,18	4.984,19	2.082,92	206,71	2.881,72	3.267,47
Oct-06	4.324,44	6.018,45	2.441,87	1.461,78	4.856,29	5.960,24
Nov-06	3.558,51	3.724,26	1.771,69	975,14	2.756,64	3.956,48
Dic-06	4.369,97	7.418,18	758,79	1.784,35	2.216,32	2.919,28
TOTAL	65.960,90	73.095,40	48.591,24	17.867,82	37.247,89	32.694,57
Variación (%)		10,82%	-33,52%	-63,23%	108,46%	-12,22%

Fuente: Electroguayas

Elaborado: Autores de Tesis

La mayor recaudación se dio en el año 2002 y la menor en el año 2004, esto debido a los valores recibidos en esos años en el Mercado de Contratos.

Gráfico No. 23 Porcentaje de Recaudación anual de la Facturación Total.

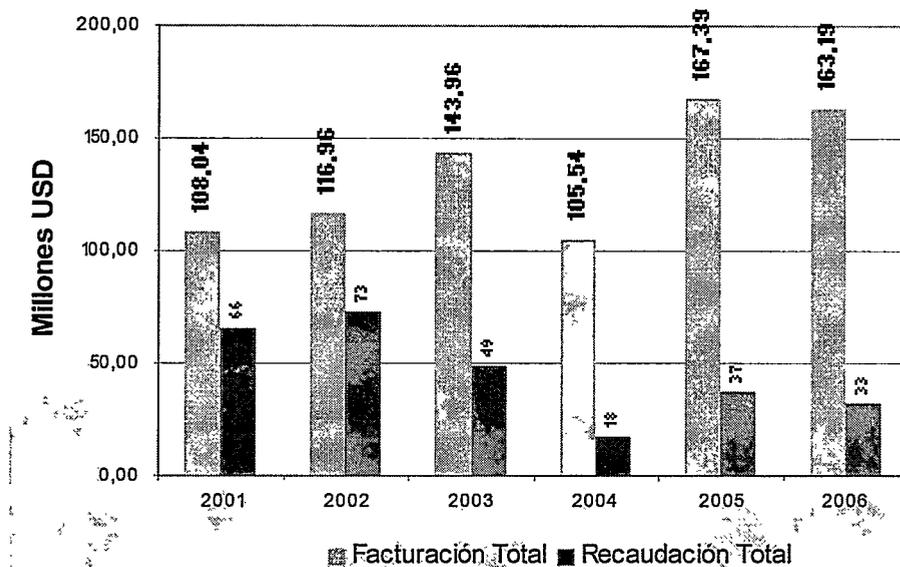


Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

El porcentaje de recuperación total con respecto a la facturación en el mercado PPA o de contratos, y mercado spot u ocasional, nos indica la eficiencia de la organización en cobrar lo vendido, y la capacidad de los clientes ya sean grandes consumidores o distribuidoras en cumplir con sus obligaciones a corto plazo, ya sea a través de un fideicomiso de cobro de venta de energía o de pago directo a la generadoras en caso de contratos.

La recaudación total según la venta de energía como podemos observar para el año 2001 fue de un 61,05% y para el año 2002 apenas subió en un punto porcentual, recuperando de esta manera un 62,5%, pero en el año 2003 la recaudación bajó a un 33,75% y para el año 2004 fue aún más crítica ya que este indicador se ubicó en un 16,93%, para el año 2005 la recaudación subió a un 22,25% y para el año 2006 volvió a caer en un 20,03%.

Gráfico No. 24 Recaudación anual de la Facturación Total



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

Los valores que nos adeudan las distribuidoras por las compras en el Mercado Ocasional y Mercado de Contratos, han sido disminuidos por los cruces de cuenta por la deuda que mantenemos con Petrocomercial e Hidropaute, a continuación se muestra el cuadro No. 14 con los valores correspondientes durante los años 2001 – 2006:

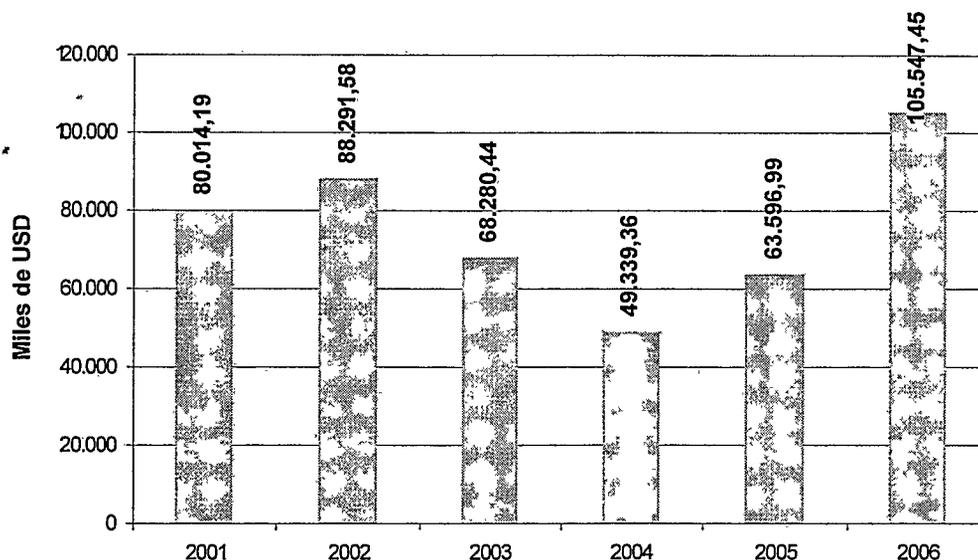
Cuadro No.14 Cruce de Cuentas

Años	Cruce de Cuentas (USD)			
	Petrocomercial		Hidropaute	
	Ppa	Ocasional	Ppa	Ocasional
2001	-	-	-	5.326.747,53
2002	-	-	-	4.627.035,26
2003	3.347.770,53	13.374.889,99	3.420,67	0,00
2004	22.644.636,35	8.348.709,05	116.880,23	361.316,06
2005	22.400.365,60	3.694.738,91	137.340,21	116.656,39
2006	4.170.716,87	68.591.181,58	23.988,02	66.989,87
<b>Total</b>	<b>52.563.489,35</b>	<b>94.009.519,53</b>	<b>281.629,13</b>	<b>10.498.745,11</b>

Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

A continuación en la siguiente gráfico, se muestran los valores recaudados durante los años 2001-2006, considerando los cruces de cuentas:

Gráfico No. 25 Recaudaciones Totales.



Fuente: Electroguayas

Elaborado: Autores de Tesis

Se puede apreciar que debido a que el Gobierno Nacional destinó más de 200 millones de dólares para subsidiar a las empresas de distribución durante los años 2005 y 2006, el valor de recaudación total de Electroguayas en este último año fue el más alto desde el 2001.

La tendencia de cómo evolucione en el futuro el porcentaje de recaudación en el Mercado Ocasional, dependerá de cómo esté estructurada las nuevas prelaiones de pago, mientras que el porcentaje de recaudación en el Mercado de Contratos podría ser inferior en un futuro, si se efectiviza lo estipulado en la transitoria sexta de la reforma de la Ley del Sector Eléctrico de septiembre del 2006, por lo que las ventas del 100% de la producción a vapor se realizaría a todas las distribuidoras, independientemente de que estas mantengan deudas con Electroguayas que se podrían considerar incobrables, haciendo desfavorable el pronóstico de liquidez de la

empresa y por consiguiente el aumento de la cartera vencida en el mercado de contratos.

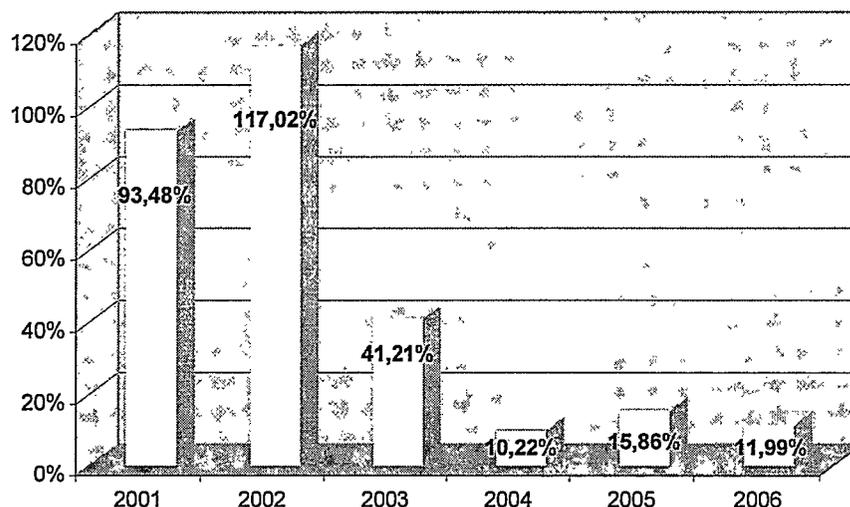
## 2.2.4 Índices de Liquidez

La liquidez determina la capacidad para saldar las obligaciones a corto plazo que se han adquirido a medida que éstas se vencen. Se refieren no solamente a las finanzas totales de la empresa, sino a su habilidad para convertir en efectivo determinados activos corrientes.

### 2.2.4.1 La Razón de Efectivo: Ingreso de Efectivo/Pasivo Circulante

Indica la disponibilidad de activos líquidos que tiene la empresa para hacer frente a sus pasivos más exigibles. Para el período 2001-2006, este indicador ha presentado la tendencia como se ilustra en el gráfico No. 26

Gráfico No. 26 Razón de Efectivo.



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

La tendencia de este indicador desde el año 2001 ha ido de una liquidez considerable a una iliquidez muy preocupante, en el gráfico se puede observar en el año 2001 la empresa obtuvo una liquidez del 93%, es decir, la empresa podía cumplir con sus obligaciones a corto plazo, debido a que en los primeros años en el mercado spot Electroguayas se encontraba en una mejor ubicación en las prelación de pago de los fideicomisos, y en los últimos años la han venido desplazando en peores ubicaciones de prelación, lo cual ha llevado que por la crisis que las distribuidoras sostienen, no alcanzan los pagos que éstas realizan.

Para el año 2002 la liquidez con relación al 2001 se incrementó en un 24%, por lo que se obtuvo un indicador del 117%, considerando que se recaudó deudas de años anteriores, disminuyendo así las cuentas por cobrar.

En el año 2003 la liquidez de la empresa disminuyó significativamente y cayó en un 76% menos con relación al 2002, obteniendo un resultado del 41%, debido a que los pocos niveles de pagos que realizan las distribuidoras a través de los fideicomisos no alcanzaban a cubrir a todos los generadores que vendían energía en el mercado spot, mas aún por la prelación de pago que la compañía se ubicaba.

Para el año 2004, la liquidez fue la más baja de todos los años analizados, este indicador se ubicó en 10%, decayendo un 31% con relación al año 2003, siendo muy preocupante para la empresa, ya que no se contaba con ingresos de efectivo para hacer frente a los compromisos adquiridos, peor aún a pagos de contado de combustible como el bunker o diesel.

Para el año 2005 la liquidez de la empresa sube del 10 al 16% respecto al año 2004. A mediados del año 2006, se realizaron diferentes estrategias a fin de aumentar la liquidez de la empresa como los descuentos o rebajas en los precios de venta, con el objetivo de que aumente la recaudación solamente en el mercado PPA o de

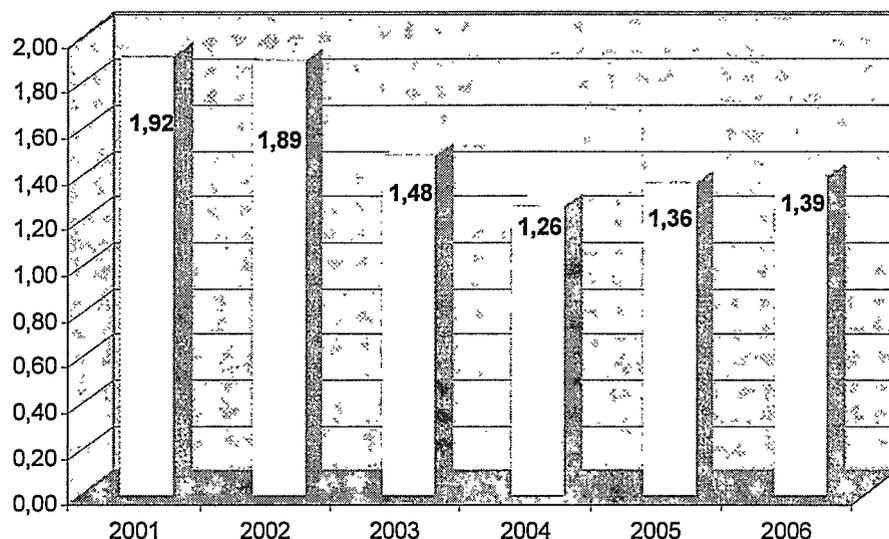
contratos, sin embargo estos resultados se pudieron evidenciar a partir del segundo semestre del año, ubicándose el indicador en el 12% en ese año.

La tendencia es que este índice se mantenga bajo, si no mejora el orden de prelación asignado para las empresas térmicas del Fondo de Solidaridad y si no se efectúa una labor de cobranzas intensiva especialmente para las distribuidora poco pagadoras como es la Categ.

#### 2.2.4.2 La Razón Circulante: Activo Circulante/Pasivo Circulante

Indica el grado (número de veces) por el cual los derechos de los acreedores, a corto plazo, se encuentran cubiertos por los activos que se convierten en efectivo (Activos Circulantes) en un período, más o menos, igual al vencimiento de las obligaciones. Para el periodo 2001-2006, este indicador ha presentado la tendencia como se ilustra en el gráfico No. 27

Gráfico No. 27 Razón circulante.



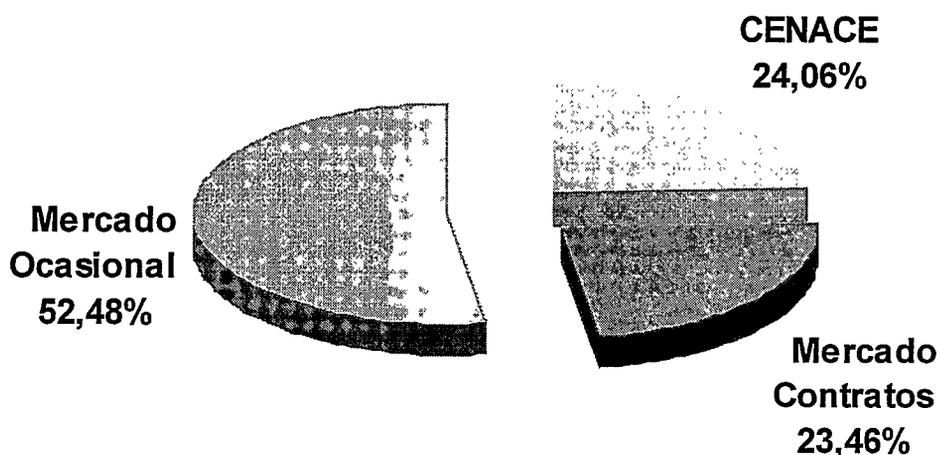
Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

Podemos notar que en los dos primeros años se tenía un índice óptimo, pero a partir del 2003, se obtuvo un índice menor a 1,5, lo que teóricamente significa que la empresa puede tener una mayor probabilidad de suspender los pagos de obligaciones hacia terceros, y si a esto se suma que la mayor parte de activo circulante lo constituyen las cuentas por cobrar.

### 2.2.5 Análisis de la Cartera Vencida

Electroguayas, comercializa en el MEM toda la potencia y energía eléctrica producida, a través del CENACE, tanto para el Mercado Ocasional como para el Mercado de Contratos. La recuperación de esta cartera está sujeta a un esquema de prelación de pagos en Fideicomisos establecidos que se originan en los fondos recaudados por las distribuidoras de energía eléctrica. Debido a que el nivel de la prelación de pago para las empresas generadoras del Fondo de Solidaridad no es favorable, las cuentas por cobrar se han vuelto muy difíciles de recuperar, lo que ha afectado la liquidez del sistema y por ende a Petrocomercial, principal proveedor de las empresas de generación térmica. La estructura de la cartera vencida de Electroguayas al 31 de Diciembre de 2006, está constituida de la siguiente manera:

Gráfico No. 28 Estructura de la Cartera Vencida



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

En la Gráfico No. 28 se puede apreciar que el mayor porcentaje de cartera vencida se origina en las ventas realizadas en el mercado ocasional con un 52,48% (188,82 millones de dólares), debido a la prelación de pagos antes mencionada, mientras que las cuentas por Cobrar al CENACE, representa el 24,06% (86,58 millones de dólares) y muestra los saldos por cobrar a los agentes del MEM cuando esta entidad emitía notas de crédito que significaban el reconocimiento de los ingresos, es decir la venta en el mercado spot. Las cuentas por cobrar en el Mercado de Contratos representan el 23,46% de la cartera vencida (84,39 millones de dólares).

Cabe indicar que en el valor de cartera vencida en el Mercado Ocasional del cuadro anterior, considera las cuentas por Cobrar originadas de las ventas a los Distribuidores, Grandes Consumidores, Generadores y Exportación

A continuación se detalla, el estado de la cartera de las Distribuidoras vencida al 31 de diciembre de 2006 por mercado: Ocasional y Contratos:

Cuadro No.15 Cartera Vencida a Diciembre 2006

<b>Empresas Distribuidoras</b>	<b>Mercado Contratos</b>	<b>Mercado Ocasional</b>	<b>Total Mercados</b>
<b>Categ</b>	24.731.548	81.563.583	106.295.131
<b>Ambato</b>	628.173	334.954	963.127
<b>Azogues</b>	24.524	28.659	53.183
<b>Bolívar</b>	387.514	1.065.918	1.453.432
<b>Cotopaxi</b>	-	14.719	14.719
<b>Esmeraldas</b>	3.369.216	7.583.259	10.952.475
<b>Manabí</b>	18.582.823	26.473.505	45.056.328
<b>Milagro</b>	4.099.610	9.064.157	13.163.767
<b>El Oro</b>	2.847.229	9.286.521	12.133.750
<b>Sta. Elena</b>	2.638.270	6.979.300	9.617.570
<b>Quito</b>	10.426.054	10.111.045	20.537.099
<b>Centro Sur</b>	84.363	148.116	232.479
<b>Norte</b>	322.410	3.351.923	3.674.333
<b>Sur</b>	729.443	1.979.668	2.709.111
<b>Riobamba</b>	440.664	40.845	481.508
<b>Los Rios</b>	4.194.967	6.578.857	10.773.824
<b>Sto.Domingo</b>	995.604	2.470.970	3.466.574
<b>Emelgur</b>	9.890.969	21.286.599	31.177.568
<b>Total Mercados</b>	<b>84.393.382</b>	<b>188.362.596</b>	<b>272.755.978</b>

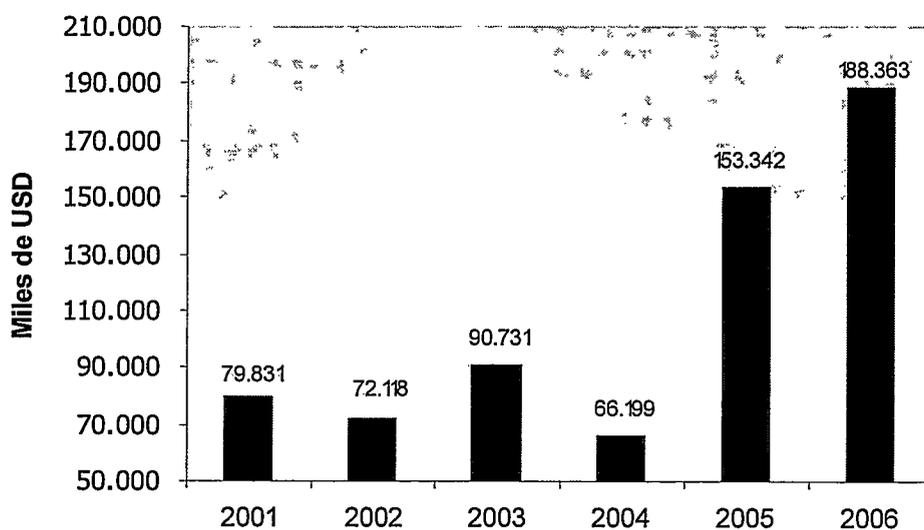
Fuente: Electroguayas

Elaborado: Autores de Tesis

Cabe señalar que de las cuentas por cobrar originadas en el Mercado Ocasional, las distribuidoras constituyen el 99,71%.

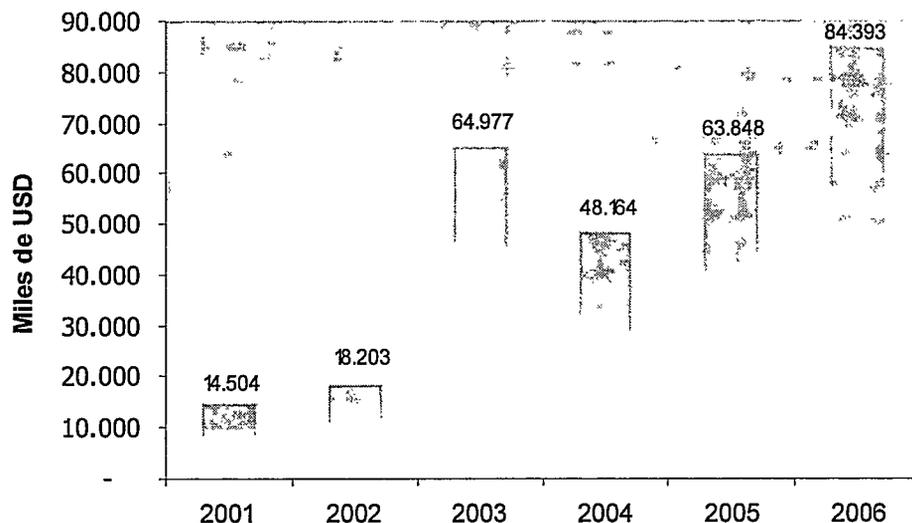
A continuación se muestra cómo ha ido evolucionando la cartera vencida por parte de las distribuidoras durante el período 2001-2006 en los mercados Ocasional y Contratos:

**Gráfico No. 29 Cuentas por cobrar en Mercado Ocasional**



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

Gráfico No. 30 Cuentas por cobrar en Mercado de Contratos



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

Se puede apreciar que en ambos mercados, la tendencia de la cartera vencida por parte de las distribuidoras ha sido a la alza, a pesar del subsidio eléctrico que recibieron las distribuidoras por parte del Gobierno en los años 2005 y 2006 para financiar en algo su deuda por compra de energía con las generadoras térmicas, esto es debido a la deuda que arrastran de años anteriores.

Al cierre del 2006, se presenta la mayor cartera vencida por parte de las distribuidoras, siendo superior en 22,80% y 32,18% a la cartera vencida del 2005, en los mercados Ocasional y Contratos, respectivamente.

El Cuadro No, 16 que se presenta continuación indica como está distribuida la cartera vencida al 31 de diciembre de 2006:

Cuadro No. 16 Distribución de la cartera vencida a diciembre de 2006

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Total cartera acumulada	%
Ambato						963.127,05	963.127,05	0,35%
Azogues			9.319,41	10.739,21		33.124,71	53.183,33	0,02%
Bolivar			103.251,69	295.121,15	663.435,63	391.623,46	1.453.431,93	0,53%
Cotopaxi						14.718,67	14.718,67	0,01%
El Oro			434.814,10	3.501.855,93	5.741.062,02	2.456.017,67	12.133.749,72	4,45%
CATEG			8.166.693,10	28.599.303,51	50.163.212,81	19.365.922,05	106.295.131,47	38,97%
Emelgur		804.509,84	3.998.127,02	7.211.501,53	12.604.120,25	6.559.309,35	31.177.567,99	11,43%
Esmeraldas			1.079.579,38	2.623.986,79	4.447.759,79	2.801.149,51	10.952.475,47	4,02%
Los Rios	995.870,93	718.171,59	1.228.237,63	1.970.767,26	3.555.111,43	2.305.664,95	10.773.823,79	3,95%
Milagro	708.790,85	402.287,89	1.234.375,69	3.114.209,84	5.032.439,02	2.671.663,86	13.163.767,15	4,83%
Sta. Elena		42.307,49	827.640,42	2.252.611,26	4.130.393,03	2.364.617,91	9.617.570,11	3,53%
Quito					8.630.506,44	11.906.691,36	20.537.197,80	7,53%
Centro Sur						232.478,86	232.478,86	0,09%
Manabi	1.916.809,29	1.527.218,70	5.592.410,76	9.133.775,66	14.413.087,64	12.473.025,74	45.056.327,79	16,52%
Norfe				921.624,97	1.847.784,78	904.923,00	3.674.332,75	1,35%
Sur					1.731.908,86	977.202,18	2.709.111,04	0,99%
Riobamba						481.508,40	481.508,40	0,18%
Santo Domingo				955.177,40	2.511.396,58		3.466.573,98	1,27%
<b>TOTAL</b>	<b>3.621.471,07</b>	<b>3.494.495,51</b>	<b>22.674.449,20</b>	<b>60.590.674,51</b>	<b>115.472.218,28</b>	<b>66.902.768,73</b>	<b>272.755.978,37</b>	<b>100,00%</b>

(\*): Los valores están en USD

Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

En el cuadro anterior se visualiza claramente que Categ (EMELEC), tiene la más alta cuenta pendiente a diciembre 2006, de la cual se puede apreciar que en el 2005 se tiene el más alto valor pendiente de pago de esta distribuidora para con Electroguayas.

Otra distribuidora que tiene una alta cuenta pendiente es la Empresa Eléctrica Regional Manabí, de la cual también en el 2005 tiene el valor más alto pendiente de pago a Electroguayas.

La tendencia es que la cartera vencida se incremente en el Mercado de Contratos, ya que de acuerdo a lo mencionado anteriormente se incrementarán las ventas en este Mercado, y se venderá a todas las distribuidoras, entre ellas a la Categ, que es la empresa que mayor demanda tiene y la que tiene mayor deuda con Electroguayas. Mientras que en el Mercado Ocasional, todo dependerá el lugar que ocupen las empresas térmica en la lista de prelación.

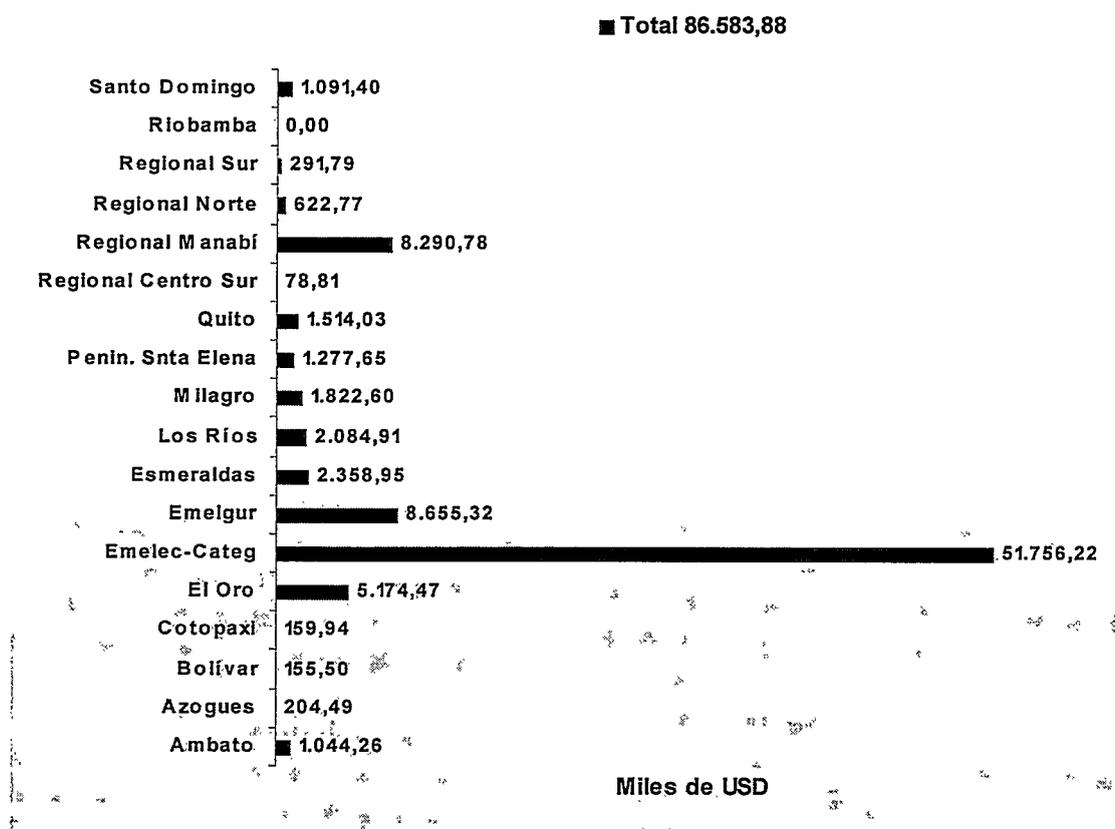
#### • **Deuda del CENACE**

Tal como se lo indicó anteriormente, el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), emitía notas de crédito que significaban el reconocimiento de los ingresos, es decir la venta en el mercado de los agentes del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), desde el mes de abril de 1999 hasta Septiembre del 2003.

Es por esta razón que se arrastra una deuda de las distribuidoras al MEM, a favor de Electroguayas, por el valor de 86'583.883,64 USD, conocida como Deuda CENACE. Esta deuda, sólo se puede recuperar cuando el Gobierno Nacional, reconozca y aplique el cruce de cuentas por el subsidio del reconocimiento del déficit tarifario a las empresas distribuidoras, de acuerdo a la reforma de la Ley del Sector Eléctrico, aprobada en septiembre del 2006.

Electroguayas comenzó a emitir facturas directas a las distribuidoras por venta de energía desde Octubre del año 2000 en el mercado de contratos y desde Octubre del año 2003 en el mercado Ocasional. La estructura de esta deuda del CENACE se presenta en el gráfico No. 31

Gráfico No. 31 Deuda del CENACE



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

## 2.2.6 Deudas de Electroguayas

Al 31 de Diciembre de 2006, las principales deudas de Electroguayas las mantiene con Petrocomercial. Otras Instituciones gubernamentales con las que también mantiene pasivos importantes son el Ministerio de Economía y Finanzas,

Transelectric e Hidropaute, a continuación se muestra la distribución de los pasivos con estas instituciones:

Cuadro No. 17 Resumen de Deudas de Electroguayas a diciembre 2006

INSTITUCIONES	a 2006	
	Corto Plazo	Largo Plazo
<i>MEF</i>	25.249.970,57	60.924.215,67
<i>HIDROPAUTE</i>	1.453.170,34	4.271.924,46
<i>PETROCOMERCIAL</i>	199.299.253,73	-
<i>TRANSELECTRIC</i>	-	3.787.717,50
<b>Total deuda</b>	<b>226.002.394,64</b>	<b>68.983.857,63</b>

Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

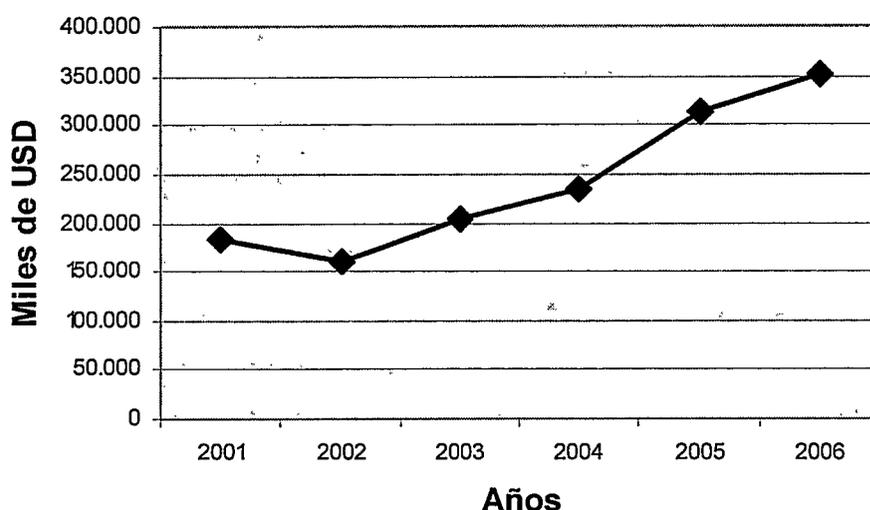
El saldo de 199'299.253,73 USD con Petrocomercial está constituido por obligaciones por compras de combustible para la operación de las centrales. Cabe mencionar que debido a la crisis económica que enfrentan las generadoras térmicas, el Gobierno Nacional ha emitido distintos decretos Ejecutivos para efectuar compras de combustible a crédito a Petrocomercial con un tiempo promedio límite de pago de 120 días desde el 24 de agosto del 2005 hasta el 23 de julio de 2007 y debido a la situación crítica que enfrenta la empresa no ha podido cubrir todas las obligaciones con esta entidad.

La deuda que mantiene con Hidropaute se origina de préstamos concedidos para realizar compras de combustible a Petrocomercial, mientras que la deuda que tiene con el Ministerio de Economía y Finanzas proviene del Pasivo asignado a Electroguayas en el año 1999 luego de la compensación mediante convenio No. 93 de Octubre 19 del 2001, es decir es la deuda que mantiene con el Estado por la constitución de Electroguayas luego de que se liquidó el INECEL.

El saldo que Electroguayas adeuda a Transelectric proviene de los pasivos asignados por el ex. INECEL en el año 1999 y no ha generado ningún cargo financiero desde ese año.

A continuación se apreciará en el cuadro siguiente como ha ido evolucionando los Pasivos Totales de la Empresa durante el período 2001-2006.

Gráfico No. 32 Evolución de Pasivos



Fuente: Electroguayas

Elaborado: Autores de Tesis

Se puede apreciar la tendencia creciente de los pasivos, debido a la falta de liquidez que tiene la empresa para liquidarlos o disminuirlos, ya que aunque la empresa tiene rentabilidad, el dinero lo tiene sólo en papeles. Los pasivos del 2006 tuvieron un incremento del 12.42% con respecto al 2005 y representan un monto de 351'498.620.00 USD, agrupado de la siguiente manera: 51.12% en corto plazo y 14.75% a largo plazo. La tendencia es que los Pasivos se incrementen en un futuro, especialmente en lo que se refiere a las deudas con Petrocomercial.

## 2.3 Resultados

Este capítulo ha sido desarrollado con el fin de cumplir con los objetivos y verificar las hipótesis, los mismos que han sido planteados en el capítulo anterior. A continuación se establecerán las relaciones entre los objetivos e hipótesis planteados:

**Relación: Objetivo General: “Determinar las diferentes causas que ocasionan el estado de iliquidez en Electroguayas S.A.” e Hipótesis General: “La alta cartera vencida que ha conllevado a una iliquidez a Electroguayas S.A., se debe a la baja recaudación de sus deudores”.**

Para poder verificar la hipótesis general, fue necesario cumplir con el objetivo general, ya que es importante determinar las causas que incidieron en la iliquidez de la empresa, por lo que fue necesario analizar el comportamiento del porcentaje de recaudación, el cual ha ido disminuyendo a través de los años, ubicándose en el 2006 en 13.79% en el Mercado Ocasional y en 31.01% en el Mercado de Contratos, esto es debido a la falta de liquidez de las Distribuidoras y al orden de prelación que ocupan las generadoras térmicas del Fondo de Solidaridad.

El dinero recaudado de las Ventas totales no es suficiente para poder cancelar las deudas de la empresa, de la cuales la más fuerte es la que Electroguayas tiene con Petrocomercial que en el 2006, se ubicó en 199,299.253,73 USD, deuda que aumentará, debido a la necesidad de comprar más combustibles para la producción que tiene la Empresa y a la incapacidad de liquidarla en su totalidad, por el problema de iliquidez ocasionado por la baja recaudación.

**Relación: Objetivo Específico: “Analizar los índices de iliquidez por efecto de la baja recaudación debido a la venta de energía en los contratos a plazo y mercado spot” e Hipótesis Particular: “Los índices de iliquidez se han ido incrementando por efecto de la baja recaudación en los últimos años”.**

Para poder verificar la hipótesis mencionada fue necesario cumplir con el objetivo mencionado, por lo que se analizó los índices de liquidez y como han evolucionado en los últimos años, en el 2006, se tuvo un índice de liquidez de 11.99% (Razón de Efectivo), obteniéndose el más alto índice en el 2002 (117%) y el más bajo en el 2004 (10%), producto también de la reducción en las ventas en ese año por la indisponibilidad de la unidad TV-1. En síntesis el índice de liquidez ha sido afectado por el problema de la baja recaudación, teniendo los mismos una tendencia decreciente en los últimos años.

**Relación: Objetivo Específico: “Verificar el proceso que usa el CENACE en las liquidación de las transacciones comerciales” e Hipótesis Particular “Uno de los principales problemas en la facturación de la Empresa Eléctrica es el tiempo que se demora en emitir la factura de consumo de energía al cliente final”**

Para verificar la hipótesis mencionada, fue necesario cumplir con el objetivo planteado por lo que se analizó sobre la liquidación de transacciones comerciales, tanto en lo referente a la Liquidación de Energía como a la liquidación de potencia.

En el proceso de Liquidación de Energía, el CENACE determina la energía entregada al sistema y diferencia cual pertenece al Mercado de Contratos y cual al Mercado Spot, liquidando la energía a precio de contrato y al precio nodal de la energía, respectivamente.

También el CENACE realiza las liquidaciones por Potencia Remunerable puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia y Reserva Primaria de Frecuencia, todo esto se indica en el numeral 2.1.4

El CENACE publica los días 12 y 13 de cada mes siguiente al mes que se factura las liquidaciones en las que se desglosa los valores que debe cobrar o cancelar cada agente, posteriormente el Departamento de Comercialización de Electroguayas emite las facturas respectivas los días 15 de cada mes, por lo que al día 16 del mes, estas facturas llegan a cada distribuidora, y los usuarios finales reciben las planillas en sus hogares con un retraso de un mes, originando así un retraso en las recaudaciones que reciban las distribuidoras de sus clientes y si se suma a esto el problema de robo de energía y del pago no puntual de los clientes.

**Relación: Objetivo Específico: “Analizar la constitución de los fideicomisos para los pagos a los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista” e Hipótesis Particular: “La gestión de cobro, depende mucho de cómo este estructurado las prelación de pago. Los ingresos que perciba la empresa, deben reflejarse de forma ecuánime dependiendo del grado de necesidad de recurso”.**

Se cumplió con este objetivo, pues se analizó la historia de los fideicomisos y además cómo es la estructura general de las prelación de pago, con lo cual se concluyó que debido al lugar desfavorable que ocupan en estas prelación las empresas del Fondo de Solidaridad, se tiene una baja recaudación en el Mercado de Contratos, con lo cual se verifica que la gestión de cobro depende mucho de la estructura de las prelación de pago.

**Relación Objetivo Específico: “Delimitar las prioridades de pago a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista y analizar su impacto en la economía de las empresas” e Hipótesis Particular: “La disminución del porcentaje de recaudación indica el grado de liquidez de la empresa”.**

La estructuración actual de las prelación de pago en los fideicomisos no favorece a las empresas térmicas del Fondo de Solidaridad, ocasionando problemas de liquidez y por ende mayor endeudamiento y no poder invertir en nuevas tecnologías que abaraten el costo de producción. El bajo porcentaje de recaudación en las ventas de energía de las empresas termoeléctricas, ocasiona que no haya interés del inversionista privado y extranjero por crear nuevas empresas de generación, pues aunque este negocio es rentable, el mayor porcentaje del ingreso que se obtiene está pendiente de cobro, por lo que empresas como Termoguayas al no tener efectivo, en ocasiones tienen que parar las unidades de generación por no poder comprar combustible. Adicionalmente, la actual estructura de prelación afecta directamente a la liquidez de las empresas del Fondo de Solidaridad.

Una propuesta de cómo debe establecerse las prioridades de pago a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista se presentará en el siguiente capítulo.

**Relación: Objetivo Específico: “Determinar la estrategia o plan para que Electroguayas S.A., una vez identificado los factores que afectan su liquidez, pueda recuperar su cartera vencida” e Hipótesis Particular: “La implantación de un plan estratégico en el corto plazo, relacionado con la reducción de la cartera vencida coadyuvará a incrementar el nivel de liquidez de las empresas”.**

Esta estrategia o plan se tratará en el próximo capítulo y si se lleva a cabo adecuadamente, ayudará a mejorar la liquidez de Electroguayas.

## 2.4 Verificación de Hipótesis

Se ve claramente a través del análisis anterior, el cumplimiento de las hipótesis planteadas en el capítulo anterior:

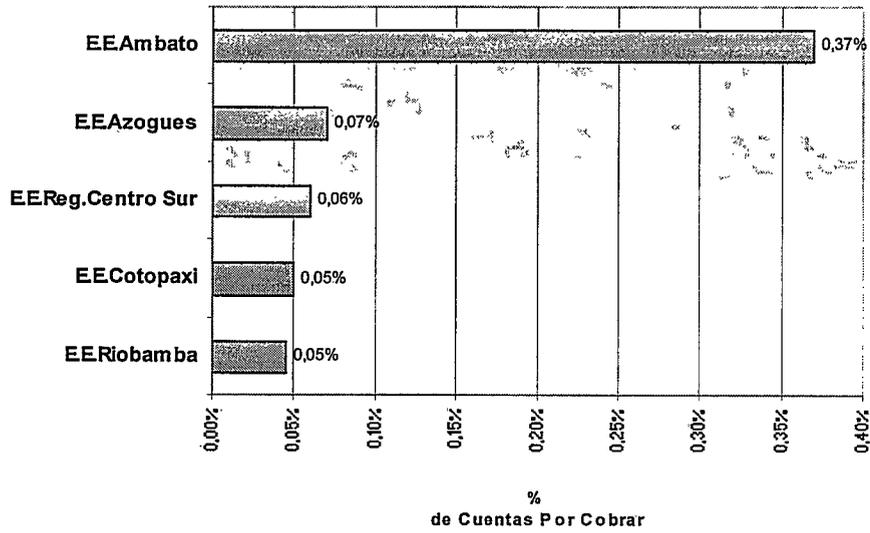
**Hipótesis General: “La alta cartera vencida que ha conllevado a una iliquidez a Electroguayas S.A., se debe a la baja recaudación de sus acreedores”**

Esta hipótesis es verificada al analizar el efecto que tiene el hecho de que Electroguayas ocupe un lugar desfavorable en el orden de prelación, con lo que el dinero captado de las distribuidoras a través del fideicomiso, no alcanza a cubrir las deudas que cada una de ellas tiene con Electroguayas por las ventas en el Mercado Ocasional.

También se pudo analizar que el porcentaje de recaudación por las Distribuidoras en el Mercado de Contratos, en promedio desde el 2001 oscila en un 55%, sin embargo se puede apreciar que en el último año (2006) se ubicó en un 31%, si bien es cierto que el porcentaje de recaudación en este mercado es superior que en el Mercado Ocasional, no se considera un nivel de recaudación óptimo, contribuyendo así al problema de falta de liquidez de Electroguayas.

A continuación se presentan las distribuidoras más pagadoras y las más morosas:

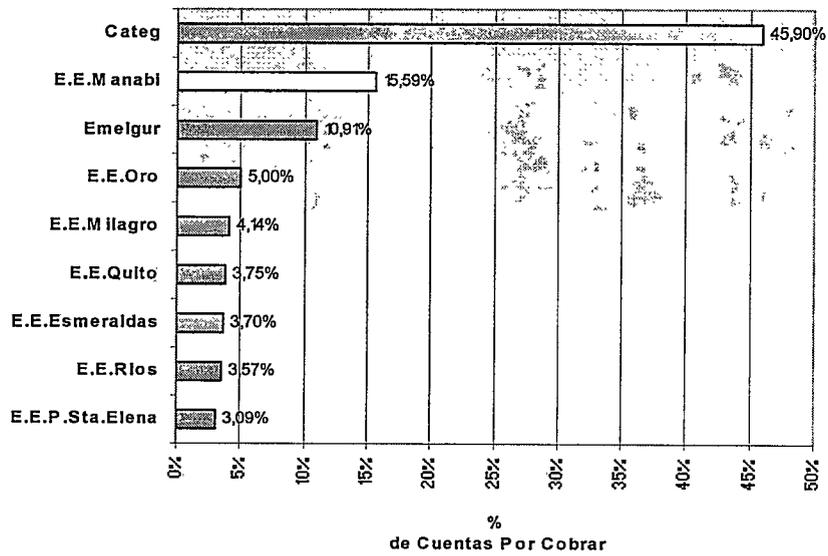
Gráfico No. 33 Empresas de Distribución que más pagan



Fuente: Electroguayas

Elaborado: Autores de Tesis

Gráfico No 34 Empresas de Distribución que menos pagan



Fuente: Electroguayas

Elaborado: Autores de Tesis

**Hipótesis Particular: “Los índices de iliquidez se han ido incrementando por efecto de la baja recaudación en los últimos años”**

Esta hipótesis es verificada, puesto se ve claramente en la sección de “Índices de Liquidez”, que a partir del año 2003, la liquidez de la empresa se vio afectada al disminuir el porcentaje de recaudación de las ventas, producto de la ubicación que tiene la empresa en la prelación de pago (Mercado Ocasional) y debido a la falta de liquidez que tienen las distribuidoras para asumir sus deudas.

**Hipótesis Particular: “Uno de los principales problemas en la facturación de la Empresa Eléctrica es el tiempo que se demora en emitir la factura de consumo de energía al cliente final”.**

Esta hipótesis es verificada pues el proceso de facturación es el siguiente: El CENACE publica los días 12 y 13 de cada mes siguiente al mes que se factura lo que le corresponde a un generador cobrar a cada distribuidora, posteriormente el Departamento de Comercialización de Electroguayas emite las facturas respectivas los días 15 de cada mes, por lo que al día 16 del mes, estas facturas llegan a cada distribuidora, y los usuarios finales reciben las planillas en sus hogares con un retraso de un mes, originando así un retraso en las recaudaciones que reciban las distribuidoras de sus clientes y si se suma a esto el problema de robo de energía y del pago no puntual de los clientes.

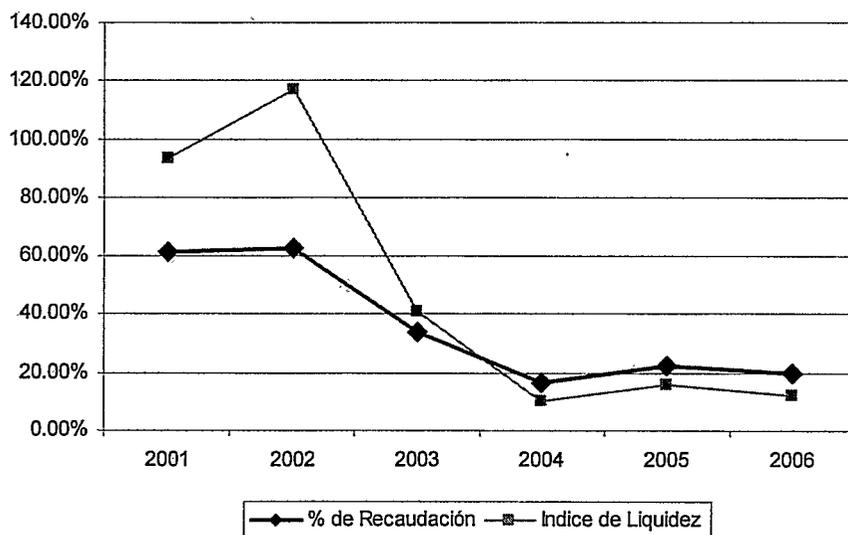
**Hipótesis Particular: “La disminución del porcentaje de recaudación indica el grado de liquidez de la empresa”.**

Esta hipótesis es verificada, pues de acuerdo a la sección 2.3.4, en el índice de Liquidez Razón de Efectivo cuya fórmula es Ingreso de Efectivo/Pasivo Circulante, se ve claramente, que las recaudaciones anuales constituyen el ingreso de efectivo

para poder cubrir deudas y realizar inversiones, por lo que al disminuir esa recaudación como ha estado sucediendo en los últimos años, la empresa no puede cubrir sus haberes, peor realizar inversiones en nuevas tecnologías, siendo entonces el porcentaje de recaudación un indicativo de que tan líquida es la empresa.

A continuación se puede apreciar a través la Gráfico No. 35, la relación existente entre el Índice de Liquidez (Razón de Efectivo) y el Porcentaje de Recaudación de las Ventas Totales:

Gráfico No 35 Relación Índice de Liquidez y Porcentaje de Recaudación



Fuente: Electroguayas  
Elaborado: Autores de Tesis

**Hipótesis Particular: “La facturación que realiza el CENACE, refleja lo que la empresa debe percibir como ingresos por transacciones comerciales”.**

Efectivamente, como se mencionó anteriormente, el CENACE publica la facturación de las empresas generadoras, la misma que previamente es contrastada por cada

agente del MEM, por lo que la publicación de la facturación por parte del CENACE, constituye lo que cada agente del MEM debe cobrar o cancelar, según sea el caso.

**Hipótesis Particular:** “La gestión de cobro, depende mucho de cómo esté estructurado el fideicomiso. Los ingresos que perciba la empresa, deben reflejarse de forma ecuánime dependiendo del grado de necesidad de recurso”.

Esta hipótesis es verificada pues el mayor porcentaje de ventas se concentra en el Mercado Ocasional y las recaudaciones en este mercado se han estado dando de acuerdo a la estructuración que tenga el fideicomiso, como se mencionó anteriormente, Electroguayas ha estado ocupando un lugar desfavorable de prelación, por lo que sus recaudaciones han ido disminuyendo en los últimos años.

## **2.5 Resultados de Encuesta**

El objetivo del cuestionario de la encuesta es identificar cuales son los factores que consideran algunas personas del sector eléctrico que inciden en la problemática de la Falta de Liquidez de las empresas del sector, además de determinar las políticas adecuadas para reducir este problema:

El cuestionario fue llenado por cuatro personas del sector; dos de las cuales laboran en distribuidoras, dos laboran en empresas generadoras. El cuestionario consta de dos preguntas abiertas, por lo cual se especificará en cada una un resumen de lo que respondieron los entrevistados:

**Pregunta 1: Cuáles cree usted son los factores que inciden en que exista afectación a la iliquidez en las empresas del sector eléctrico?**

Los entrevistados opinaron de manera general que los factores que inciden en el problema de iliquidez son:

1. Problemas de Déficit Tarifario
2. Altos niveles de cartera vencida.
3. Lugar desfavorable en el orden de prelación para las empresas termoeléctricas.
4. Pérdidas de energía
5. Ineficiencia en la administración de las distribuidoras.
6. Incumplimiento o retraso de pago por parte de los clientes finales

**Pregunta 2: De acuerdo a su experiencia en el sector eléctrico, qué medidas, acciones etc. deberían tomarse a nivel empresarial para reducir la cartera vencida?**

En cuanto a las medidas y acciones que deberían tomarse, se tiene de manera general las siguientes:

1. Revisión de las prelación de pago.
2. Despolitización del sector eléctrico.
3. Reingeniería administrativa a las empresas de distribución del sector eléctrico.
4. Sanción al hurto de energía.
5. Establecer mecanismos de pago y cobro tanto en las empresas deudoras, como las acreedoras.
6. Establecer un precio de la energía eléctrica para el usuario final, de modo que se elimine el déficit en la tarifa eléctrica.

## CAPITULO III

### PROPUESTA DE CREACION

La situación de liquidez de Electroguayas, si bien de los análisis económicos presentados muestra valores a favor de ésta, es sin duda muy preocupante el hecho de que el flujo de efectivo no es tangible, ello debido a las distorsiones que se han presentado en el mercado eléctrico ecuatoriano, lo cual afecta a todos los agentes del sector.

Del análisis presentado en el capítulo II relacionado a la situación de Electroguayas S.A., se puede deducir que a pesar de que existen obligaciones por cumplir, estas no superan el monto de quienes adeudan a la empresa, puesto que de ser esa la situación, se podría decir que la empresa estaría en quiebra, entrando por tanto a un proceso de liquidación.

De los resultados obtenidos a diciembre de 2006, la deuda total de Electroguayas ascendió a 351,5 millones de dólares (total pasivos), mientras que los valores a cobrar fueron alrededor de 360 millones de dólares (exigibles y cuentas por cobrar a largo plazo), de estos resultados se deduce que para finales del 2006, existía un saldo a favor de la empresa en alrededor de 9 millones de dólares.

En el cuadro No. 18 se presenta un resumen sobre el estado económico de la empresa a diciembre de 2006.

Cuadro No. 18 Estado económico a diciembre 2006

<b>ELECTROGUAYAS S.A.</b>		
<b>BALANCE GENERAL COMPARATIVO</b>		
<b>AÑO 2006</b>		
DESCRIPCIONES	REAL	%
<b>Activos</b>		
<b>Activos corrientes:</b>		
Disponibles	11,305,026	2.12%
Exigible	352,312,615	66.03%
Realizable	11,873,989	2.23%
Activos prepagados	3,374,651	0.63%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>378,866,280</b>	<b>71.00%</b>
<b>Activos no corrientes:</b>		
Propiedades, planta y equipos, neto	146,473,180	27.45%
Cuentas por cobrar a largo plazo	7,480,427	1.40%
Cargos diferidos, netos	0	0.00%
Otros activos, neto	781,679	0.15%
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>154,735,286</b>	<b>29.00%</b>
<b>Total de activos</b>	<b>533,601,566</b>	<b>100.00%</b>
<b>Pasivos y Patrimonio de los Accionistas</b>		
<b>Pasivos corrientes:</b>		
Vcmto. Corriente obligaciones por pagar LP.	58,824,512	11.02%
Obligaciones por pagar	209,575,567	39.28%
Cuentas por pagar	88,951	0.02%
Gastos acumulados por pagar	4,287,720	0.80%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>272,776,750</b>	<b>51.12%</b>
<b>Pasivos no corrientes:</b>		
Obligaciones por pagar a largo plazo	70,131,475	13.14%
Provisiones para mantenimiento mayor	7,712,750	1.45%
Pasivos diferidos	877,645	0.16%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>78,721,870</b>	<b>14.75%</b>
<b>Total de pasivos</b>	<b>351,498,620</b>	<b>65.87%</b>
<b>Patrimonio de los Accionistas:</b>		
Capital social	42,448,920	7.96%
Aportes para futuras capitalizaciones	6,316,259	1.18%
Reserva legal	2,213,112	0.41%
Reserva de capital	109,679,326	20.55%
Reserva por valuacion	33,369,024	6.25%
Perdidas acumuladas	-23,058,414	-4.32%
Utilidad del ejercicio	11,134,720	2.09%
<b>Total Patrimonio de los Accionistas</b>	<b>182,102,946</b>	<b>34.13%</b>
<b>Total Pasivos &amp; Patrimonio Accionistas</b>	<b>533,601,566</b>	<b>100.00%</b>

Elaborado: Autores de Tesis

Fuente: Electroguayas

En los últimos años Electroguayas S.A, ha pasado por una situación económica muy crítica con respecto a la recuperación de la cartera vencida, y que perjudica en forma directa a la liquidez de la empresa.

Los cambios de Prelaciones de pago que se han realizado, han afectado al flujo de efectivo de las Termoeléctricas del Fondo de Solidaridad, agravando más la deuda que se mantiene con Petrocomercial por la compra de combustible para la producción de energía eléctrica.

El ingreso al Mercado Eléctrico Mayorista de la Interconexión con Colombia (quien puede exportar hasta 250 MW) obliga a que la energía que se vaya a recibir sea prepagada con una semana de anticipación, este sistema de prepago origina que la mayor parte de los fondos existentes en las distribuidoras para el pago de la energía tengan como destino el atender este compromiso de compra de energía y deja por tanto poco o nada de recursos económicos para atender las necesidad del sector eléctrico ecuatoriano.

Debido al aumento de la demanda de energía en el país y al ingreso de nueva generación en el Sistema Nacional Interconectado, como la importación de energía desde Colombia o nuevas centrales térmicas o hidroeléctricas con costos de producción más bajos que los de Electroguayas (mayores rendimientos de las unidades de generación térmicas), los precios de venta de energía que se pueden ofrecer no son atractivos a los potenciales clientes (grandes consumidores).

La intensa crisis que sostienen las distribuidoras, hace que no se cumplan oportunamente con las obligaciones contraídas, razón por la cual a mediados del año 2006 se realizaron diferentes estrategias a fin de aumentar la recaudación de la venta de energía en este mercado, como los descuentos o rebajas en los precios de venta, sin embargo estos resultados se pudieron evidenciar a partir del segundo semestre del año, aumentando ligeramente la recaudación.

### **3.1 Identificación de factores que originan estados de iliquidez.**

De las experiencias obtenidas en el sector eléctrico, se puede deducir que los factores que han originado un estado de iliquidez a la empresa (y por ende a todas las empresas del sector eléctrico), básicamente radica en:

a. Nivel de pérdidas de energía en las empresas de distribución de electricidad.

La gestión de las empresas de distribución de electricidad, no es la más acertada, puesto que los niveles de pérdidas de energía se han ido incrementando a lo largo del tiempo. Las deficiencias administrativas en la mayoría de estas empresas son de relevada consideración y son muy comunes.

Uno de los principales factores que inciden en ello son los robos de energía eléctrica que ocurren en las redes de distribución secundaria y en las redes de distribución primaria, si a ello se agrega las pérdidas administrativas que ocurren específicamente en los procesos de facturación (lecturas erróneas en los medidores, medidores en mal estado, lecturas incorrectas etc) entre otros, coadyuvan en que se produzca un desbalance entre la energía que la empresa compra y la energía que la empresa factura.

b. Recaudación escasa por parte de las empresas de distribución de electricidad.

Los montos de energía que las empresas entregan para satisfacer la demanda que su área de concesión necesita, no es igual a la energía que la empresa factura. Este desbalance produce una distorsión en la recaudación respectiva puesto que, al no percibir los ingresos proyectados por venta de energía estas no pueden cumplir con sus obligaciones para con las empresas de generación y otros.

Estas pérdidas, denominadas no técnicas, son las causantes de estos desbalances energéticos y son parte de la cadena que intervienen en la iliquidez de las empresas.

c. Déficit Tarifario.

La planificación que se realiza a largo plazo para el establecimiento de las tarifas eléctricas, tiene como amenaza el no cumplimiento de las obras tanto de transmisión como generación de electricidad (principalmente), puesto que es en base a ello que se determina especialmente el precio referencial de generación el cual es un componente de la tarifa al usuario final.

El cálculo administrativo de la tarifa (PRG) a cuatro años, origina por tanto un desbalance financiero en las empresas de distribución. Esta distorsión produce por tanto una diferencia entre la tarifa que realmente una empresa debería cobrar y la tarifa que idealmente la empresa debería cobrar.

De acuerdo a lo indicado en el capítulo II, este déficit a diciembre de 2005 ascendió a 63,93 millones de dólares lo cual tiene desfinanciado a las empresas de distribución, traspasándose este efecto a las empresas de generación. Los gobiernos de turno, han reconocido los déficit tarifarios y en reiteradas ocasiones han emitido varios decretos ejecutivos con la finalidad de compensar estas diferencias, pero ello no es suficiente puesto que estas se incrementan conforme pasa el tiempo.

d. Falta de definición del régimen de negocio de las Empresas de Distribución.

Al ser las empresas de distribución todas estatales, se tiene un régimen regulado lo cual les traslada el riesgo de los precios de la energía eléctrica en el mercado. Estas

empresas no tienen poder autónomo 100% de decisión por lo que deben someterse a lo que el gobierno de turno decida en cuanto a los planes de electrificación.

Los subsidios que por otro lado estas empresas deben acatar por disposiciones gubernamentales limita su capacidad financiera, los valores que el estado ecuatoriano les debe reconocer muchas veces no llegan o llegan a destiempo lo incide en todo el flujo financiero del mercado eléctrico mayorista como se indicó anteriormente.

e. Tarifas establecidas en base a precios de un mercado sin competencia.

Debido a ciertas deficiencias en el diseño del modelo de mercado eléctrico, las cuales no pueden trasladarse al consumidor final, origina que se dé paso al subsidio estatal de las tarifas eléctricas, a pesar que el CONELEC por reiteradas ocasiones ha indicado los precios reales de la energía eléctrica, la estrategia de los gobiernos de turno ha sido el que éstas no se eleven, incidiendo esto directamente en las economías de estas empresas, lo cual motiva entonces al incremento del déficit.

Si bien la Ley del Régimen del Sector Eléctrico dio paso de un esquema vertical a uno horizontal, la competencia en si no es tangible; siendo que este objetivo principal no se ha cumplido, no es posible pues entonces que la inversión tenga el éxito que se anhela. En efecto ello se convierte en señales negativas para los inversionistas los cuales han querido invertir en el sector eléctrico pero al no estar claras las reglas de participación hace que retrocedan en su intención de inversionista.

f. Falta de inversión en centrales de generación eficientes y ausencia de competencia en la actividad de la generación.

En los países desarrollados la dinámica de los mercados eléctricos es tal que los usuarios pueden contratar el servicio del suministro eléctrico directamente con una empresa de generación de electricidad, la competencia es tal que se puede obviar a los intermediarios del servicio (distribuidor y comercializador), ello dinamiza al mercado haciendo más competitivas a las empresas.

El desarrollo de tecnología en estos países conlleva a una verdadera motivación de competencia en el mercado eléctrico, la eficiencia energética por otro lado es una base fundamental para la optimización de procesos que en nuestro país aún no se ha desarrollado en la totalidad. Las señales tales como marco jurídico, inestabilidad política, precios altos de combustibles, impuestos, cultura de pago, riesgo país, subsidios entre otros son factores que inciden en la inversión de centrales de generación.

La falta de inversión en generación económica y eficiente de electricidad, incide en que en nuestro mercado se tengan precios elevados de la energía eléctrica, tanto así que estamos entre los países que tiene la energía más cara del mundo. Una de las principales ventajas que se tendría en la inversión en el sector eléctrico, especialmente en el área de generación, conllevaría a la reducción de los precios de energía y por ende a la competitividad en el mercado eléctrico, sin embargo el riesgo que correrían algunas empresas ineficientes, es que su participación en el mercado se vea reducida e inclusive podría darse el caso que en el largo plazo no sean consideradas en el abastecimiento energético por no ser competitivas.

g. Ineficiencia Empresarial en algunas empresas de distribución.

El gerenciamiento administrativo que se realiza en estas empresas, hasta la presente fecha no ha arrojado los resultados esperados en cuanto a convertirlas en empresas eficientes.

La burocracia se ha incrementado en mucha de estas empresas, lo cual es una amenaza que ha incidido en que no se consigan los objetivos propuestos. Por otro lado la ausencia de una debida planificación con objetivos claros y la falta de índices de control de la gestión empresarial, son factores importantes para minimizar las eventualidades que afecten a la actividad de estas empresas de distribución.

Las improvisaciones y las administraciones realizadas por personas que no tienen la formación respectiva, es un fracaso. El simple hecho de cumplir compromisos políticos pone en serio riesgo a este sector que es de vital importancia para el progreso y desarrollo del país.

h. Ineficiencia empresarial en algunas empresas de generación.

El no contar con objetivos claros realizados con una debida planeación, origina que la gestión administrativa que se realice sea improductiva, la ingerencia política que pueda existir, puede ocasionar que estas empresas o mejoren su status o por lo contrario tengan efectos negativos sobre ellas.

Todo esto desembocaría en que se tenga un incremento en los costos de producción de las empresas de generación lo cual las torna anti-competitivas en el mercado eléctrico. Las consecuencias de esto se refleja en los precios altos de electricidad lo cual incide en las economías de las empresas de electricidad puesto que tiene que comprar la energía a precios más elevados, incidiendo ello en la cartera de cada una.

El marco jurídico establecido en la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, sobre el cual funciona el mercado de electricidad ecuatoriano, no se aplica en su totalidad; en efecto ante situaciones del incumplimiento de las obligaciones respectivas, ésta

prevé la Suspensión de Servicio (artículo 9 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico).

De igual forma el incumplimiento de las obligaciones de pago (artículo 50 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico) y el principio de no gratuidad (artículo 83 del Reglamento Sustitutivo de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico), establecen los argumentos suficientes para tomar las acciones correctivas del caso, así como de realizar la gestión legal correspondiente a fin de salvaguardar los intereses de las empresas afectadas respectivamente.

Dependiendo de las políticas internas técnicas, financieras y administrativas que tengan las diferentes distribuidoras en la cual Electroguayas tenga cuentas por cobrar, influirá directamente con los porcentajes de recuperación de cartera total, además no existen muchas opciones de estrategias a implementar, considerando el comportamiento del mercado eléctrico y de externalidades del negocio, en especial en el mercado spot, por las prelación de pago, ya que sin importar el precio de la energía debido a que en este mercado se encuentran los costos marginales, se podría vender más y a un precio más alto o bajo, o viceversa, sin embargo no es una relación directamente correlacionada o proporcional con los porcentajes de recuperación de cartera, ya que solamente se depende de la capacidad de pago de las distribuidoras.

El porcentaje de recuperación con relación a la facturación en el mercado spot u ocasional, es un indicador de la capacidad de los clientes, es decir de las distribuidoras en cumplir con sus obligaciones a corto plazo a través de un fideicomiso de cobro de venta de energía, además de que la organización tiene que hacer gestión en cobrar lo vendido por medio de las prelación de pago, ya que al estar actualmente establecidas estas prelación por el Consejo de Ejecución de Políticas del Sector Eléctrico (CEPSE), Electroguayas no debería ser un ente meramente espectador en si percibirá o no el dinero depositado en los fideicomisos por parte de las distribuidoras, es decir en la recuperación de la facturación.

Un punto muy importante en cuanto a la operatividad de Electroguayas S.A., a pesar del porcentaje muy bajo de recaudación y por ende de liquidez, es el beneficio de acogernos a los varios Decretos Ejecutivos de los últimos años, en la que solicita a Petrocomercial entregar el combustible a crédito para la generación de energía, además de la aplicación de la reforma de la Ley del Sector Eléctrico de septiembre del 2006, en la que indica que los intereses por mora generados por esta venta serán condonados, a fin de compensar las deudas de las distribuidoras que mantienen con las generadoras.

En la actualidad se tienen convenios de pagos con varias distribuidoras, sin embargo en algunos casos las propuestas de pago son irrisorias por el tiempo que llevaría cubrir toda la deuda, por lo que se están analizando diferentes mecanismos para aumentar la recaudación de las cuentas por cobrar, así como también buscar estrategias a fin de evitar que la facturación futura sea también después cartera vencida.

### **3.2 Efectos de los factores causantes de iliquidez sobre las empresas eléctricas.**

Los efectos de los problemas suscitados en el sector eléctrico, se los puede considerar desde un punto de vista microeconómico y macroeconómico. Microeconómicamente, se pueden identificar los siguientes efectos:

#### ***Empresas de Generación***

- Marcada iliquidez (escasa capacidad financiera para operar y en especial para comprar de combustible),
- Baja recaudación por la energía vendida,
- Incremento de la cartera vencida con Petrocomercial,
- Inexistencia de incentivos en la producción de energía,
- Baja capacidad de reinversión en generación.

#### ***Empresas de Distribución***

- Desfinanciamiento en las empresas distribuidoras,
- Incremento del nivel de cartera vencida al MEM,
- Escasa capacidad de reinversión (nueva tecnología),
- Mala percepción por parte de la sociedad.

Desde el punto de vista macroeconómico, se pueden identificar los siguientes efectos:

- Permanente estado de crisis en el Sector Eléctrico Ecuatoriano,
- Alto nivel de tarifas para el usuario final, lo cual resta competitividad a la producción nacional afectando por tanto a la balanza comercial,

- Incremento de saldos adeudados a Petrocomercial (lo cual resta capacidad financiera a la estatal petrolera),
- Incremento de los saldos adeudados por las empresas de distribución al MEM,
- Incremento del Déficit Tarifario, lo cual debe ser incluido en el Presupuesto General del Estado,
- Aportes gubernamentales a fin de evitar crisis de aprovisionamiento de energía eléctrica,
- Escasa inversión directa tanto nacional como extranjera especialmente en los proyectos de generación de electricidad,
- Egresos de divisas debido a la importación de energía para satisfacer la demanda eléctrica nacional,
- Contínuas aportaciones fiscales al sector, con la consiguiente afectación a las cuentas del gobierno,
- Tendencia creciente de las tarifas de electricidad, con las implicaciones inflacionarias, de producción y sociales,

Los impactos a nivel micro y macroeconómico, afectan la competitividad en el sector eléctrico, objetivo primordial de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico y bajo el cual se sustenta el Mercado Eléctrico Mayorista. Los costos de producción son muy altos en comparación a los países vecinos Perú y Colombia lo cual resta mercado a nuestras unidades de generación y por ende se reduce nuestra participación en el mercado mayorista.

Por otro lado, las reducciones de tarifas si bien es un beneficio para los usuarios del servicio eléctrico, esto representa un alto costo para el estado ecuatoriano.

La Constitución Política del Ecuador establece en su artículo 249, la responsabilidad del Estado en la provisión del servicio público de fuerza eléctrica el cual debe responder a los principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, continuidad y calidad; es por tanto que el estado ecuatoriano y considerando las distorsiones económicas en el MEM, emite los decretos de emergencia en el sector eléctrico, con

la finalidad de realizar desembolsos de dinero reconociendo el déficit tarifario, a fin de reducir la cartera vencida de las empresas de generación y con ello garantizar el abastecimiento normal de electricidad mediante la compra a crédito de combustible.

### **3.3 Propuesta de medidas que reducirían la situación de iliquidez.**

Las empresas eléctricas del país, tienen la responsabilidad de realizar la mejor gestión en lo que se refiere a su administración, a si como también el diseñar e implementar los planes respectivos para salir del estado de liquidez en el que se encuentra.

De los múltiples factores que se han identificados como causantes de la iliquidez del mercado eléctrico ecuatoriano y de acuerdo a nuestra experiencia y a los resultados de las encuestas realizadas a expertos en el sector eléctrico ecuatoriano, consideramos que se deben realizar las siguientes acciones a fin de reducir la cartera vencida en Electroguayas lo cual también puede ser aplicado al resto de empresas del sector eléctrico.

- a. Establecer mecanismos de pago por parte de las empresas deudoras.

Considerando que las empresas de distribución no tienen una cultura de pago, es preciso que cuando se establezcan los contratos de compra y venta de energía, se firmen convenios de pago a fin de garantizar el flujo de efectivo. Adicionalmente, y considerando que existen niveles de deudas con estas empresas, se debe entrar a un estado de negociación puesto que como se vio en el capítulo II, la cartera vencida es onerosa.

Los casos de pagos en mora, deben ser tratados de acuerdo al marco legal de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, realizando por tanto las acciones necesarias para gestionar el cobro que se adeuda a fin de incrementar con la recaudación.

Existen empresas de distribución, como Emelmanabi, Emelrios, Emepe etc, que tiene como activos a unidades de generación de alrededor de 1 MW, las cuales no están operables por falta de repuestos. Esta es una oportunidad para Electroguayas, el hecho de cruzar parte de la deuda que tienen estas empresas de distribución con estos generadores. En este Electroguayas podría invertir en los repuestos necesarios para mantener operables estas unidades, incrementando con ello su capacidad instalada, captando mas participación en el mercado y generando mas venta de energía y potencia.

b. Exigir al accionista de la empresa, el Fondo de Solidaridad, la garantía de la recaudación de los valores económicos producidos por el negocio de la empresa.

En efecto, el artículo 31 de la LRSE<sup>8</sup>, establece que:” Los generadores explotarán sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos comerciales inherentes tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetarán a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONELEC, a sí como a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables”

Como se puede apreciar, este artículo no garantiza por tanto alguna recaudación por concepto de venta de energía y potencia tanto en el mercado spot como en el de contratos.

La garantía en la recaudación sugerida, la misma que atañe al accionista de la empresa considera:

---

<sup>8</sup> Ley del Régimen del Sector Eléctrico, pág, 13

- Planteamiento al CONELEC a través del Fondo de Solidaridad, la corrección del artículo 31 de la LRSE, por otro donde indique que el estado ecuatoriano garantizará el pago a las empresas de generación por concepto de la venta de energía y potencia en los mercados de contratos y spot.

c. Niveles de calidad en la gestión de las empresas eléctricas.

Para el cumplimiento de esta propuesta se debe:

- Implantar la eficiencia empresarial en las Empresas de Distribución, con esto se consigue implementar los respectivos índices de control de la gestión sobre:

1. Planificación de las empresas,
2. Clientes con medición,
3. Facturación,
4. Pérdidas no técnicas,
5. Recaudación, etc.

El cumplimiento de los índices de control debe ser responsabilidad de la Gerencia o Presidencia Ejecutiva de cada empresa; y, el control del cumplimiento de los índices de gestión empresarial responsabilidad de los Directorios y Fondo de Solidaridad.

- Establecer los mecanismos necesarios para que la responsabilidad sobre las pérdidas comerciales y la acumulación de deudas, sea asumida por cada Gerente de una Empresa de Distribución.

Los directivos de estas empresas, deben estar comprometidos al desarrollo de la misma mediante el manejo efectivo correspondiente. Bajo este concepto es muy necesario que se realice una reingeniería en los departamentos de comercialización,

facturación, recaudación y demás, con la finalidad de minimizar los factores que conllevan a que se obtengan niveles altos de pérdidas y el oportuno diligenciamiento de la cartera empresarial.

Es muy importante destacar, que siendo las empresas de distribución por donde se inician los problemas económicos del sector eléctrico, el estado ecuatoriano a través del Fondo de Solidaridad, debe dar las facilidades respectivas para la ejecución de los planes de acción que estas empresas realicen para cumplir con los objetivos metas de cada una de estas empresas.

- Presentar al Honorable Congreso Nacional, a través del Fondo de Solidaridad, las leyes necesarias para que sancionen drásticamente el hurto de la energía eléctrica, puesto que ello produce el desbalance entre la energía recibida por la empresa de distribución y lo que realmente factura.

El primer eslabón donde se produce el desbalance económico en las empresas ocurre cuando a más de que el cliente final no cancela la factura de consumo eléctrico, éste procede a lucrarse del servicio de electricidad sin constar como cliente de la empresa de distribución. En este caso, las empresas de distribución debería presentar al congreso nacional, un proyecto de ley que reforme la LRSE introduciéndose una modificatoria que contemple sanciones para quienes cometan infracciones como el hurto de energía.

Paralelamente a lo indicado en el párrafo anterior, la sociedad ecuatoriana y el Gobierno deberían promover la emisión y aplicación de una Ley que penalice el no pago de la energía eléctrica y el hurto, a si como también la facultad del corte del servicio eléctrico tanto a particulares como a las instituciones del sector público que no cumplan con sus obligaciones.

- Efectuar una reingeniería administrativa en las empresas de distribución eléctrica, esta iniciativa es con el objeto de optimizar el gerenciamiento de éstas empresas; con ello se espera que mejoren los niveles de facturación y recaudación, disminución del nivel de pérdidas, eliminación de burocracia y otros que afectan el normal funcionamiento.

- Despolitización del sector eléctrico. En muchos casos, la ingerencia política no coadyuva a que las empresas del sector eléctrico sean gerenciadas de una forma eficiente, los compromisos políticos ponen en riesgo la eficiencia de las empresas eléctricas. Ha ocurrido ocasiones en que quienes gerencian estas empresas, son personas que no cumplen con el perfil adecuado, siendo estas personas improvisadas las cuales poco o nada pueden hacer por el bien de la empresa.

En muchas exposiciones que se han realizado a nivel del sector eléctrico, se ha hecho hincapié en esto de la despolitización del sector eléctrico, sin embargo al parecer ello no tendría razón de ser mientras las empresas eléctricas sigan siendo estatales. Sin embargo, no se puede decir que la política sea mala, sino que son ciertas decisiones las que directa o indirectamente perjudican a las empresas. Una salida ideal, es que quienes ocupen cargos directivos en las empresas del sector eléctrico, sean personas a fines a la actividad misma, es decir, que cumplan con el perfil adecuado, tal como ha ocurrido en Electroguayas con el gobierno actual.

- d. Sugerir al Fondo de Solidaridad, el principio del traslado directo a la tarifa (pass through) del precio de la energía eléctrica, y, la creación de mecanismos de compensación para evitar fluctuaciones de la tarifa.

En efecto, debido a que se producen retrasos en los planes de expansión de los proyectos de generación, la tarifa al usuario final se ve afectada puesto que, el que precio referencial de generación que se lo estimo para el periodo de 4 años (según la regulación correspondiente), resulta ser en realidad muy superior. Ello ocasiona el

llamado déficit tarifario mismo que es reconocido a través de los decretos de emergencia en el sector eléctrico que los gobiernos emiten a fin de reconocer este déficit.

Este dinero es reconocido en primera instancia a las empresas de distribución para el reconocimiento del valor agregado de distribución, pero como estas mantienen deudas con las empresas de generación, este dinero es transferido a las empresas de distribución como abono a la deuda acumulada, mas no como reconocimiento de la diferencia en el precio referencial de generación; a su vez, este dinero recaudado por las empresas de generación (especialmente las termoeléctricas) es transferido a las cuantas de Petrocomercial a fin de saldar las cuentas pendiente por concepto de compra de combustible.

Lo que se pretende con esta sugerencia, es que el reconocimiento del déficit en el PRG vaya directamente a las empresas de generación, evitándose con esto las fluctuaciones en la tarifa eléctrica por ajustes del PRG.

e. Establecer el precio de la energía eléctrica con base al promedio ponderado de los precios de contratos y del mercado ocasional.

Al momento de establecer el precio de la energía, solamente se considera lo relacionado a los costos marginales obtenidos para el periodo de 4 años que se analiza; con base a estos resultados se realizan los estudios y ajustes necesarios para la determinación de la tarifa eléctrica.

Sería conveniente que en este precio se incluya el precio de contrato referencial de la compra-venta de energía y potencia, puesto que con ello se cubriría el riesgo de la volatilidad del precio.

Adicionalmente a ello, se hace necesario que también se realicen contratos de compra de combustible a Petrocomercial; ello minimizaría la volatilidad de los precios de los contratos de energía en el evento que se tenga una variación interna del combustible como resultado del incremento en los precios internacionales del petróleo.

f. Gestionar la modalidad de los contratos de venta de energía.

Los contratos de compra-venta de energía deberían ser instituidos como obligatorios para todas las empresas de Distribución, respaldados con garantías mensuales de tipo irrevocable, de cobro inmediato y renovable periódicamente.

El estado ecuatoriano debe garantizar los pagos correspondientes a fin de dar las señales de seguridad y rentabilidad en el negocio eléctrico a fin de que las empresas extranjeras realicen las inversiones pertinentes en los proyectos factibles de generación. La modalidad de los contratos que se proponen, serían del tipo pague lo demandado y pago fijo pactado; con este tipo de contrato se garantizaría la recuperación de las inversiones y incluida la respectiva rentabilidad.

Se podría optar como un instrumento integrante en la modalidad de contratos, el relacionado al pago anticipado por venta de energía (contratos futuros) a fin de financiar los proyectos de generación, eliminándose con ello el riesgo de la recaudación por concepto de venta de la energía tal como Colombia lo realiza con Ecuador.

g. Revisión de las Prelaciones de Pago.

Siendo que las empresas públicas, y en particular las empresas de generación, no tienen una posición preferencial dentro de esta prelación, es de relevada importancia que en lo posible los pagos correspondientes sean preferenciales a aquellas empresas que requieren de los recursos económicos para la compra de la materia prima.

En efecto, siendo que la adquisición de la materia prima (combustible) es vital para la operación de nuestras unidades de generación, es por tanto necesario que este reconocimiento sea preferencial en las nuevas prelación de pago a fin de garantizar un flujo económico.

Los gobiernos de turno están concientes de esta situación, sin embargo los dineros recaudados se los usa para financiar los proyectos hidroeléctricos especialmente, que si bien es cierto son necesarios para el desarrollo del país, sin embargo pone en aprietos económicos al parque térmico.

Dependiendo de las políticas internas para la recuperación de cartera vencida, así como la venta de energía y en los precios de venta en el mercado PPA, además de las políticas externas que el Gobierno mantenga, se espera que con las recomendaciones sugeridas como consecuencia de las conclusiones obtenidas, se mejore significativamente el estado de iliquidez imperante en la empresa.

A nivel de mercado eléctrico mayorista, se debe considerar el hecho de concesionar el servicio de distribución de electricidad en aquellas empresas de distribución que presenten niveles altos de pérdida de energía, ello con la debida formulación y ejecución de un plan nacional de reducción de pérdidas de energía, a nivel

internacional las pérdidas de algunas empresas eléctricas de distribución esta alrededor del 12%, mientras que en el país, estas oscilan entre un 20 y un 50%.

Adicionalmente consideramos oportuno para todo el mercado eléctrico mayorista tomar las siguientes acciones:

- El desarrollo de un vínculo entre el mercado a plazo (forward), opciones y futuro y los mecanismos de pago de energía firme.
- Con ello se pretende cubrirse del riesgo por concepto del no pago de las empresas de distribución. A nivel internacional, es común el realizar los contratos futuros de energía, pero para ello el marco jurídico debe ser modificado y se deben establecer todas las garantías necesarias para tal efecto.
- Implementación de un mercado de subastas y desarrollo del mercado secundario de opciones de energía firme.

Se pretende con esto que la demanda no cubierta en las empresas de distribución o grandes consumidores, compre la energía a precios menores a los fijados en el mercado spot, ello tiene el beneficio para oferta puesto que se aseguran sus ingresos por venta de energía, mientras que el beneficio para demanda radica en que ya tendrá que comprar energía a precios elevados como lo es actualmente.

- Institucionalizar la inscripción en el CONELEC de las Comercializadoras privadas de energía, a fin de minimizar los riesgos.

Las empresas comercializadoras de energía se encargarían de dinamizar la economía en el sector eléctrico, puesto que ellas garantizarían el pago por la venta de energía y la satisfacción de los requerimientos de la demanda.

En efecto, estas empresas estarían en la capacidad de comprar bloques de energía a las empresas de generación que consideren pertinente mediante los contratos respectivos asegurándoles el pago por ese bloque de energía indistintamente que su recaudación sea o no efectiva. Por otro lado, estas empresas pueden pactar con la demanda la energía que éstas compraron a los generadores.

Lo importante aquí es que los generadores tienen asegurado el pago por la energía que les compra el comercializador, mientras que es el comercializador quien se encargará de recaudar su dinero por la energía que le vendan a la demanda. Nótese que todo el riesgo es transferido a las comercializadoras de energía donde éstas deben tener la suficiente solvencia económica para cumplir sus obligaciones.

- Respalda el régimen financiero del sector eléctrico con la intervención del Banco Central.

Esta propuesta es una medida para dar solución a la crisis del sector eléctrico, adicionalmente con ello se estaría dando las señales de estabilidad económica suficientes a los inversionistas extranjeros, con lo que se conseguiría en el mediano plazo desarrollar la serie de proyectos de expansión necesarios para el sector eléctrico.

- Crear un mercado regulado de generación con instalaciones del Gobierno, rentabilidad 5% y costos reales.

Las actuales empresas estatales, podrían asociarse en entes regionales de energía a fin de optimizar recursos y conformar mercados eléctricos regionales. Estos a su vez, podrían estar en la capacidad de vender energía a los mercados regionales internos de energía y generar la competencia de abastecimiento energético.

- Ahorro en tarifa eléctrica y financiera eléctrica nacional.

Los planes de eficiencia energética son muy necesarios para la reducción de la tarifa en el usuario final. El consumo innecesario de electricidad, provoca que entren a operar unidades de generación que tienen costos elevados de producción, produciéndose en muchos casos los riesgos de desabastecimiento energético por falta de capacidad de generación.

Este fenómeno esta muy relacionado con la cultura de cada usuario, puesto que en ciertas ocasiones el descuido y desconocimiento conlleva a cometer abusos que a la final perjudican a todo el país.

La eficiencia energética conlleva a la mejora financiera del sector; esto debe convertirse en política de estado y debe constar en un marco jurídico donde se establezcan las sanciones correspondientes. Por otro lado, las empresas de distribución deben establecer las políticas necesarias para el control, respectivo de las redes de distribución secundaria, puesto que las pérdidas de energía productos de la energía no registrada, produce ciertos efectos que afecta a todo el sector eléctrico.

Por otro lado, existe en el parque termoeléctrico del país, unidades de generación que usan como materia prima el diesel mismo que es muy elevado y encarece el precio de la energía eléctrica. Es importante que se plantee la posibilidad de realizar la reconversión en la mayoría de las unidades de generación termoeléctricas a fin de

que todas usen el mismo combustible y conseguir con ello la reducción de los costos variables de producción.

Adicionalmente, se debe incentivar en el uso de las energías renovables como lo son la fotovoltaica, energía solar, eólica etc, puesto que estas son inagotables, no afectan el medio ambiente y reducen el uso de combustibles fósiles.

- Apoyar fideicomiso único del Banco Central mediante ley orgánica que fije prioridades y garantías de pago de las facturas totales del mercado (no sólo Spot).

Este sistema es muy oportuno, puesto que habiendo un fiduciario, el mismo que cuenta con una solvencia económica muy difícilmente podrá tenerse estos problemas de liquidez. Sin embargo es muy oportuno que se dote de los recursos necesarios para que se realicen las obras necesarias en las empresas de distribución y se pueda garantizar que la energía que a la empresa compra es la efectivamente se factura en total.

- Expansión del sistema con emisión de obligaciones para el IESS.

Un buen socio estratégico para el sector eléctrico lo es el IESS, los dineros que el seguro mantiene sin moviendo alguno, pueden ser usados para desarrollar los planes de expansión de energía. Con esta situación se conseguiría en el mediano plazo la reducción de la tarifa de electricidad mientras que por otro lado el IESS se beneficiaría con el negocio de la electricidad, que como se menciono con anterioridad es muy rentable.

El detalle en realizar este negocio, es establecer entre las partes las garantías suficientes para que los clientes del seguro social no sean perjudicados al momento de realizar la recaudación respectiva por concepto de la venta de energía.

- Creación de un mercado eficaz con seguridad jurídica, vinculando el fideicomiso, el contrato de inversión y garantías de riesgo parcial de multilaterales.

Este proyecto contempla en sí, en desarrollar por parte de las autoridades del sector eléctrico, un proyecto de ley que establezca el marco jurídico y económico adecuado con el cual se garantice el negocio de eléctrico.

## CONCLUSIONES

Desde que se conformó el mercado eléctrico mayorista, la situación económica de la empresa no ha sido acorde a las expectativas que se tenían al momento de que entró en funcionamiento el nuevo esquema de integración (del esquema vertical al esquema horizontal).

Si bien el estado de recesión ha desacelerado su crecimiento, la situación de iliquidez y cartera vencida se ha acentuado en los últimos años. A pesar de que el estado ecuatoriano reconozca las distorsiones en el sector eléctrico a través del déficit tarifario, estas medidas parches no son la solución al problema. Las distorsiones ocurridas en el mercado eléctrico han coadyuvado a que la situación económica de las empresas eléctricas sea cada vez más caótica. Si bien ELECTROGUAYAS tiene un superávit en el balance empresarial, ello sólo queda en papeles, puesto que el flujo de dinero no es tal para que sea evidente una disponibilidad acorde a los valores que deberían ser

1. La alta cartera vencida como se ha presentado en el balance económico para el año 2006, es ocasionada por la escasa gestión que sus deudores realizan al momento de la realizar la recaudación a sus clientes.

2. La marcada iliquidez por la que ha atraviesa ELECTROGUAYAS si es producto de la baja recaudación realizada por concepto de la venta de energía y potencia, esta situación ha ocasionado que las unidades de generación operen, lo cual ha agudizado aún más situación puesto que, para el cumplimiento de los contratos de energía y potencia, se debe recurrir a comprar energía eléctrica en el mercado spot a precios altos, mermando por tanto su interés.

3. De acuerdo al procedimiento de la Liquidación que se realiza en el mercado eléctrico mayorista, las empresas eléctricas si emiten las facturas a sus clientes en el plazo establecido, por tanto el tiempo de emisión de las facturas no es el principal problema en la facturación.

4. Como se demostró en el capítulo 2, el nivel de recaudación afecta directamente el grado de liquidez de la empresa. A pesar de que no se tiene el flujo económico deseado, su situación económica es "aceptable".

5. Hasta la actualidad, la liquidación singularizada mensual que realiza el CENACE donde reporta los valores que se deben cobrar a los clientes, es la correcta, situación esta que es verificada por el departamento de comercialización de la empresa.

6. Las prelación de pago, mismo que están relacionados con los fideicomisos, están estructurados de tal forma que los dineros no van en su totalidad a los dueños de estos, la posición de cada rubro a percibir para ELECTROGUAYAS ocupa cierto lugar que impide tener el 100% de lo que se debe percibir; por tanto la gestión de cobro esta directamente relacionada de cómo este estructurado estas prelación de pago.

El desvío de estos dineros obedecen a las políticas estatales mismas que están orientadas al financiamiento de proyectos de generación perjudicando a las empresas que generan estos recursos.

Si bien ELECTROGUAYAS es una empresa privada que maneja fondos públicos, es una debilidad el no ser cien por ciento privada, puesto que de lo contrario su situación económica sería relativamente mejor, aunque las actuales empresas privadas también sienten los efectos de la iliquidez. La modernización del sector

eléctrico se hace urgente ante situación, la inversión privada con señales de estabilidad económica y el marco jurídico adecuado en armonía con una estabilidad política son factores que coadyuvarán a superar la crisis financiera del sector eléctrico.

## RECOMENDACIONES

Ante las situaciones presentadas en este trabajo de investigación, nos permitimos hacer las siguientes recomendaciones:

1. Considerar la implementación de la propuesta de medidas planteadas en este trabajo de investigación, puesto que a nuestro modesto criterio, contempla las estrategias mas adecuadas para reducir la cartera vencida de Electroguayas a fin de obtener la liquidez que la empresa necesita y atender de manera oportuna los requerimientos empresariales.

2. Conformar entre los generadores termoeléctricos un comité técnico o una comisión permanente, que tenga por objetivos: defender los intereses económicos de sus representadas, (combustible, fideicomisos, etc), impulsar auditorias técnicas a las empresas de distribución (que son donde se originan los mayores problemas económicos que inciden en el resto de agentes del sector eléctrico).

3. Despolitizar el sector eléctrico o intervenir en este, encargándose su administración a personas que cumplan el perfil a fin a la empresa eléctrica. En el caso del CONELEC, se debería considerar la participación de los colegios de ingenieros eléctricos (ONGs), a fin de que se realice una planificación del sector eléctrico en base a las necesidades de las regiones en las que cada colegio tiene jurisdicción.

## BIBLIOGRAFIA

1. Corporación de Estudios y Publicaciones. "Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Reglamento y Legislación Conexa". Ecuador, Tomo I, 2007
2. Corporación de Estudios y Publicaciones. "Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Regulaciones del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC". Ecuador, Tomo II, 2007
3. CONELEC. "Regulación No. CONELEC – 006/02: Comercializadores de Energía". 2002
4. CONELEC. "Regulación No. CONELEC – 007/02: Aplicación de la disposición transitoria segunda del Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista reformada mediante decreto ejecutivo No. 2233". 2002
5. CONELEC. "Regulación No. CONELEC – 006/03: Requisitos para la calificación de Grandes consumidores de energía". 2003
6. CONELEC. "Regulación No. CONELEC – 002/04: Transacciones Internacionales de Electricidad". 2004
7. CENACE. "Seminario Planeamiento Operativo del MEM: Procedimientos relativos a la planificación operativa en el ámbito del mercado eléctrico mayorista". Ecuador, 2007
8. Proyecto INECCEL-ESPOL. "Identificación y Control de Pérdidas de Energía". 1998
9. Ministerio de Energía y Minas. "Revista Nueva Energía". 2002

10. CENACE. "VII Jornadas de Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista: Transacciones Internacionales de Electricidad y Propuesta de Reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico". 2006

11. CENACE. "Informe Anual 2006". Ecuador. 2007

12. CONELEC. "Plan de Electrificación 2006-2015". Ecuador, 2007

13. ELECTROGUAYAS S.A., "Registros Financieros". Ecuador, 2007

14. Comisión de Integración Energética Regional (ECUACIER).. "Publicaciones"  
<http://www.ecuacier.org>

15. Fondo de Solidaridad (CONAM). "Indicadores de Gestión"  
<http://www.fondodesolidaridad.gov.ec>

16. Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (Transelectric). "Publicaciones"  
<http://www.transelectric.com.ec>

17. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). "El mecanismo de Desarrollo Limpio en América Latina y El Caribe"  
<http://www.olade.org.ec/recomendadas.html>

18. Organización Latinoamericana de Energía. "Eficiencia Energética"  
<http://www.olade.org.ec/articulosTecnicos.html>

19. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa).  
"Normativa"  
<http://www.cammesa.com.ar>

20. Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). "Publicaciones"  
<http://www.isa.com.co>

21. Comisión Federal de Electricidad (CFE). "Guía para uso eficiente de la energía en la vivienda"

<http://www.cfe.gob.mx/es/>

22. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). "Publicaciones"

<http://www.upme.gov.co>

23. CENACE. "Información Transaccional".

<http://www.cenace.org.ec>

24. CONELEC. "Marco Regulatorio".

<http://www.conelec.gov.ec>

25. CENACE. "Publicaciones".

<http://www.cenace.org.ec>

26. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. "Publicaciones"

<http://www.osinerg.gob.pe>

27. Comisión de Regulación de Energía y Gas. "Documentos para consulta"

<http://www.creg.gov.co>

28. Petrocomercial. "Informes"

<http://www.petrocomercial.com>

29. Ministerio de Energía y Minas del Ecuador. "Electricidad"

<http://www.menergia.gov.ec>

30. CONELEC. "Estadísticas".

<http://www.conelec.gov.ec>

## ANEXOS

Los anexos que se adjuntan a este trabajo, son los documentos relacionados a:

1. Formato de la encuesta realizada a personas del sector eléctrico sobre el tema de iliquidez en las empresas.
2. Prelaciones de pago.
3. Decretos ejecutivos de emergencia que se han originado con motivo de dar créditos a los generadores termoeléctricos para la compra a de combustible.

# **ANEXOS**

# **ANEXO 1**

## **PROBLEMÁTICA EN EL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO**

**TEMA:** Análisis de los factores que afectan la liquidez de las empresas del sector eléctrico.

**OBJETIVO:** La siguiente encuesta tiene por objetivo el que se identifique cuales son los motivos que afectan la liquidez de las empresas eléctricas así como el determinar las políticas adecuadas para reducir este problema.

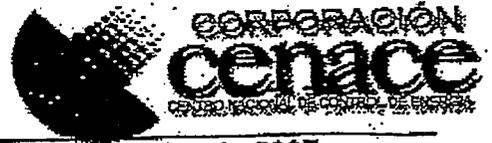
### **Pregunta 1**

**Cuales cree usted son los factores que inciden en que exista afectación a la iliquidez en las empresas del sector eléctrico?**

### **Pregunta 2**

**De acuerdo a su experiencia en el sector eléctrico, qué medidas, acciones etc deberían tomarse a nivel empresarial para reducir la cartera vencida?**

# **ANEXO 2**



Quito 17 de agosto de 2007

ING. GABRIEL ARGÜELLO R.  
Director Ejecutivo

**Empresa:**

Fondos Pichincha S.A. (Guayaquil)  
Fondos Pichincha S.A. (Quito)  
Produfondos  
Fiduciaria del Pacífico S.A.  
Corporación Financiera Nacional  
Administradora de Fondos Banco de  
Guayaquil

E-mail: [garguello@cenace.org.ec](mailto:garguello@cenace.org.ec)**Teléfono:**

Gerentes Generales / Presidentes  
Ejecutivos Empresas Eléctricas  
Generación y Distribución, Transelectric,  
CONELEC

**Asunto:**

Reporte de Prelaciones Julio 2007

Como es de su conocimiento, la CEPSE resolvió la aplicación del siguiente orden de prelación para el cubrimiento de las deudas de los Distribuidores, que surgen como resultado del consumo de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista - MEM:

Prioridad de Pago	Concepto
1	Transmisor
2	Importación de Energía
3	Potencia
4	Contratos Privadas Hidros
5	Contratos Privadas Termos
6	Costos V. Térmicos Privadas
7	Privadas No Convencionales
8	Costos Térmicas Estado
9	Contratos Hidros Estado
10	Privadas Spot Energía (100%)
11	Spot Restante Estado

Para dar cumplimiento a dicha resolución, me permito informar que se ha publicado en el portal WEB del CENACE, en el link "Información Transaccional MEM / Facturación / Reporte de Prelaciones", el "Reporte de Prelaciones" correspondiente a la liquidación en el Mercado Eléctrico Mayorista del mes de julio de 2007.

Atentamente

  
ING. GABRIEL ARGÜELLO R.  
Director Ejecutivo

# **ANEXO 3**

N° 525-A

**RAFAEL CORREA DELGADO****PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA****CONSIDERANDO:**

Que el artículo 249 de la Constitución Política de la República establece la responsabilidad del Estado en la provisión del servicio público de fuerza eléctrica, el cual debe responder a los principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, continuidad y calidad;

Que por disposición del artículo 1 de la Ley Reformativa a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por lo tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación;

Que en cumplimiento al plan de mantenimiento anual del parque generador programado por el CENACE, el parque termoeléctrico se encuentra en mantenimiento intensivo, con la finalidad de que esté plenamente operativo para el próximo período de estiaje; originando que se incremente el consumo de combustibles, por la necesaria entrada de generación térmica local, para suplir esta restricción;

Que se mantiene la declaración de fuerza mayor de la central hidroeléctrica Agoyán, originada por el proceso eruptivo del volcán Tungurahua. La presencia de este fenómeno eruptivo ha ocasionado que se realice con mayor frecuencia el mantenimiento de limpieza del embalse de Agoyán, que involucra también la pérdida de generación de la central San Francisco;

Que a pesar de los continuos llamados a la ciudadanía, a través de los diferentes medios de comunicación, para conseguir el concurso de los usuarios del sistema, mediante acciones que conlleven el uso eficiente y el ahorro de la energía, realizados por las entidades estatales y las empresas distribuidoras, para procurar la reducción y evitar el dispendio de energía eléctrica, no se han obtenido los resultados esperados, habiéndose registrado en los últimos meses un acelerado incremento en el consumo de energía eléctrica en el país, con tasas promedio de crecimiento del orden del 8 % con relación al año precedente;

Que es necesario garantizar la operación de todas las centrales termoeléctricas del país, incluyendo aquellas pertenecientes a las empresas distribuidoras, accediendo al crédito otorgado por PETROCOMERCIAL para la provisión de combustibles, por sesenta días adicionales;

Nº 525-A

**RAFAEL CORREA DELGADO****PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA**

Que Colombia ha suspendido la exportación de energía hacia el Ecuador, debido a la intervención de los embalses en ese sistema, situación que se mantendrá de forma indefinida.

Que mediante oficio N° DE-07-1498 de 2 de agosto de 2007, el señor Director Ejecutivo del CONELEC y el Ministerio de Electricidad solicitan la declaratoria de emergencia para el sector eléctrico;

En ejercicio de las atribuciones previstas en los artículos 180 y 181 de la Constitución Política de la República,

**DECRETA:**

**Artículo 1.-** Declárese el Estado de Emergencia eléctrica, en todo el territorio nacional.

**Artículo 2.-** El Ministerio de Economía y Finanzas dispondrá las medidas pertinentes, a fin de garantizar que las importaciones de combustibles que sean necesarias realizar, para la normal operación de todas las centrales termoeléctricas del país hasta superar la crisis, se las haga en la forma más oportuna y eficaz, a través de PETROECUADOR.

**Artículo 3.-** El Ministerio de Economía y Finanzas aplicará las formas de extinguir las obligaciones previstas en el ordenamiento jurídico del Ecuador en relación con las empresas eléctricas de distribución, empresas eléctricas de generación térmica y PETROECUADOR, hasta por el monto que les corresponda en la partida "Subsidio Empresas Eléctricas" estimado para el año 2007, con el propósito de operativizar lo dispuesto en el decreto ejecutivo N° 487 de 20 de julio de 2007.

**Artículo 4.-** PETROCOMERCIAL mantendrá el crédito para la provisión de combustible para la normal operación de todas las centrales termoeléctricas del país que incluye la generación térmica de las empresas distribuidoras y la CATEG, durante la vigencia del presente decreto de emergencia.

**Artículo 5.-** De la ejecución del presente decreto que entrará en vigencia a partir de la fecha de su suscripción, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, encárguese a los Ministros de Energía y Minas, de Economía y Finanzas, al Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, al Directorio del Fondo de Solidaridad, al

Nº 525-A

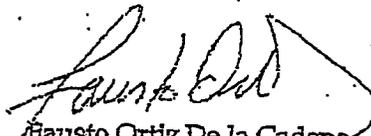
**RAFAEL CORREA DELGADO****PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA**

Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR y a las máximas autoridades de las diferentes entidades y organismos de la Administración Central.

Dado en el Palacio Nacional, en San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano de Quito, el día de hoy 2 de agosto de 2007.



Rafael Correa Delgado

**PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA**

Fausto Ortiz De la Cadena

**MINISTRO DE ECONOMÍA Y FINANZAS**



FAX CIRCULAR CENACE 150

Lugar y Fecha: Quito 01 de junio de 2007

Para: Presidentes Ejecutivos

De: ING. MAX MOLINA B.  
Director de Planeamiento

Empresa: AGENTES MEM Y TRANSELECTRIC

E-mail: [mmolina@cenace.org.ec](mailto:mmolina@cenace.org.ec)

Teléfono: 2 992066, Fax: 2 992068

Fax:

Páginas: 1

Teléfono:

c.c. Presidente Directorio CENACE,  
CONELEC, DEJ, DPL, DTC

Asunto: Decreto Ejecutivo N° 342

Para su conocimiento, informo que se ha expedido el Decreto Ejecutivo N° 342, de 24 de mayo de 2007, que renueva el estado de emergencia eléctrica por sesenta días más, declarado mediante Decreto Ejecutivo N° 1331, de 7 de abril de 2006, y renovado según Decretos Ejecutivos N° 1498-A, 1718, 1878, 2100, 70 y 228, en los mismos términos y condiciones, con el objeto de garantizar la continuidad y suministro del servicio de energía eléctrica. El decreto en mención se encuentra en vigencia a partir de la fecha de su suscripción, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Para su información, el contenido del mencionado Decreto se encuentra publicado en el portal web de la Corporación CENACE [www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec), sección *Publicaciones / Mercado Eléctrico Mayorista*.

Atentamente,

ING. MAX MOLINA BUSTAMANTE  
Director de Planeamiento

DE : DATA ROOM

N° 342

**RAFAEL CORREA DELGADO****PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA****CONSIDERANDO:**

Que, el artículo 249 de la Constitución Política de la República establece la responsabilidad del Estado en la provisión del servicio público de fuerza eléctrica, el cual debe responder a los principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, continuidad y calidad;

Que, por disposición del artículo 1 de la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por lo tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación;

Que, mediante Decreto Ejecutivo No. 1331 expedido el 7 de abril de 2006, publicado en el Registro Oficial No. 253 de 19 de abril de 2006, el Presidente Constitucional de la República declaró el estado de emergencia eléctrica en todo el territorio nacional por sesenta días, con el objeto de garantizar la continuidad y suministro de fuerza eléctrica;

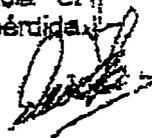
Que, mediante Decretos Ejecutivos No. 1498-A, 1716, 1878, 2100, 070 y 228 expedidos el 5 de junio de 2006, el 3 de agosto de 2006, el 28 de septiembre de 2006, el 27 de noviembre de 2006, el 26 de enero de 2007 y el 27 de marzo de 2007, publicados en los Registros Oficiales Nos. 205, 330, 385, 415 y 58 de 20 de junio de 2006, 21 de agosto de 2006, 26 de octubre de 2006, 12 de diciembre de 2006, el 7 de febrero de 2007 y 5 de abril de 2007, respectivamente, el Presidente Constitucional de la República renovó el estado de emergencia eléctrica por sesenta días adicionales, en cada ocasión;

Que, en cumplimiento al plan de mantenimiento anual del parque generador programado por el CENACE, el parque termoeléctrico se encuentra en mantenimiento intensivo, con la finalidad de que esté plenamente operativo para el próximo periodo de estiaje; registrándose también un elevado número de fallas forzadas en el sistema eléctrico colombiano que restringe sistemáticamente el abastecimiento de potencia y energía eléctricas desde ese país, originando que se incremente el consumo de combustibles, por la necesaria entrada de generación térmica local, para suplir estas restricciones;

Que, se mantiene la declaración de fuerza mayor de la central hidroeléctrica Agoyán, originada por el proceso eruptivo del volcán Tungurahua. La presencia de este fenómeno eruptivo ha ocasionado que se realice con mayor frecuencia el mantenimiento de limpieza del embalse de Agoyán, que involucra también la pérdida

Atte:

Rafael García



N° 342

**RAFAEL CORREA DELGADO****PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA**

de generación de la central San Francisco. Esto implica una indisponibilidad de 380 MW para el sistema;

Que, es necesario garantizar la operación de todas las centrales termoeléctricas del país, incluyendo aquellas pertenecientes a las empresas distribuidoras, accediendo al crédito otorgado por PETROCOMERCIAL para la provisión de combustibles, por sesenta días adicionales;

Que, a pesar de los continuos llamados a la ciudadanía, a través de los diferentes medios de comunicación, para conseguir el concurso de los usuarios del sistema, mediante acciones que conlleven el uso eficiente y el ahorro de la energía, realizados por las entidades estatales y las empresas distribuidoras, para procurar la reducción y evitar el dispendio de energía eléctrica, no se han obtenido los resultados esperados, habiéndose registrado en los últimos meses un acelerado incremento en el consumo de energía eléctrica en el país, con tasas promedio de crecimiento del orden del 8 % con relación al año precedente;

Que, la situación de iliquidez de las generadoras termoeléctricas derivada del déficit tarifario que este año alcanzaría alrededor de US \$ 270 millones de dólares frente a la existencia de US \$ 30 millones de dólares presupuestados en la partida "Subsidio Empresas Eléctricas" constante en el Presupuesto General del Estado, correspondiente al año 2007;

Que, los directores ejecutivos del CENACE y del CONELEC, mediante oficio CENACE 2150 de mayo 17 de 2007, ponen en conocimiento del Ministerio de Energía y Minas la situación del sector eléctrico y sugieren la expedición del Decreto de Emergencia que permita extender el plazo para la venta de combustible a crédito a las generadoras termoeléctricas hasta el mes de julio de 2007;

Que, mediante oficio N° 0557-DM-0200-SE 0707402 de 24 mayo de 2007, el Ministro de Energía y Minas manifiesta que existe un alto riesgo para cumplir con la responsabilidad del Estado de proveer un normal abastecimiento de energía eléctrica, por lo que solicita se renueve el estado de emergencia del sector eléctrico por un periodo de 60 días más;

DE : DATA ROOM

N° 342

RAFAEL CORREA DELGADO

PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

En ejercicio de las atribuciones previstas en los artículos 180 y 181 de la Constitución Política de la República,

**DECRETA:**

Art. 1.- Renuévase por sesenta días más el estado de emergencia eléctrica declarado mediante Decreto Ejecutivo No. 1331 de 7 de abril de 2006, publicado en el Registro Oficial No. 253 de 19 de abril de 2006, mismo que fue renovado mediante Decretos Ejecutivos números 1498-A, 1718, 1878, 2100, 070 y 228, expedidos el 5 de junio de 2006, el 3 de agosto de 2006, el 29 de septiembre de 2006, el 27 de noviembre de 2006, el 26 de enero de 2007 y el 27 de marzo de 2007, publicados en los Registros Oficiales Nos. 295, 338, 385, 415 y 58, de 20 de junio del 2006, 21 de agosto de 2006, 26 de octubre de 2006, 12 de diciembre de 2006, 7 de febrero de 2007 y 5 de abril de 2007, respectivamente, en los mismos términos y condiciones, con el objeto de garantizar la continuidad y suministro del servicio de fuerza eléctrica.

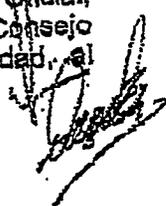
Art. 2.- El Ministerio de Economía y Finanzas dispondrá las medidas pertinentes, a fin de garantizar que las importaciones de combustibles que sean necesarias realizar, para la normal operación de todas las centrales termoeléctricas del país hasta superar la crisis, se las haga en la forma más oportuna y eficaz, a través de PETROECUADOR.

Art. 3.- PETROCOMERCIAL mantendrá el crédito para la provisión de combustible para la normal operación de todas las centrales termoeléctricas del país que incluye la generación térmica de las empresas distribuidoras y la CATEG, con cargo al déficit tarifario para el año 2007.

Este crédito será asignado con cargo a la partida presupuestaria Déficit Tarifario que el Ministerio de Economía y Finanzas tiene establecido.

Facúltase al Ministerio de Economía y Finanzas compensar las deudas recíprocas y correlacionadas con las empresas distribuidoras, empresas generadoras térmicas y PETROECUADOR.

Art. 4.- De la ejecución del presente decreto que entrará en vigencia a partir de la fecha de su suscripción, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, encárguese a los Ministros de Energía y Minas, de Economía y Finanzas, al Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, al Directorio del Fondo de Solidaridad,



N° 342

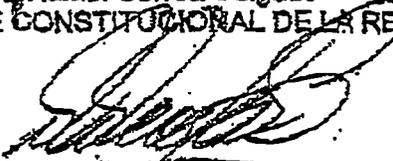
**RAFAEL CORREA DELGADO**  
**PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA**

Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR y a las máximas autoridades de las diferentes entidades y organismos de la Administración Central.

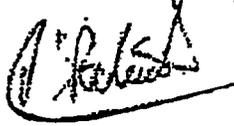
Dado en el Palacio Nacional, en San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano de Quito, el día de hoy, 24 de mayo de 2007.



Rafael Correa Delgado  
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA



Alberto Acosta  
MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS



Ricardo Patiño  
MINISTRO DE ECONOMÍA Y FINANZAS



FAX CIRCULAR CENACE 095

Lugar y Fecha: Quito 28 de marzo de 2007

Para: Presidentes Ejecutivos

De: ING. MAX MOLINA B.  
Director de Planeamiento

Empresa: AGENTES MEM Y TRANSELECTRIC

E-mail: [mmolina@cenace.org.ec](mailto:mmolina@cenace.org.ec)

Fax:

Teléfono:

Páginas: 1

Teléfono:

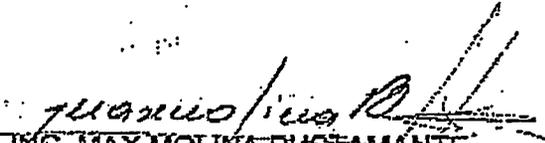
c.c. Presidente Directorio CENACE,  
CONELEC, DEJ, DPL, DTG, DOP

Asunto: DECRETO EJECUTIVO N° 228

Para su conocimiento, informo que se ha expedido el Decreto Ejecutivo N° 228, de 27 de marzo de 2007, que renueva el estado de emergencia eléctrica por sesenta días más, declarado mediante Decreto Ejecutivo N° 1331, de 7 de abril de 2006, y renovado según Decretos Ejecutivos N° 1498-A, 1718, 1878, 2100 y 70, en los mismos términos y condiciones, con el objeto de garantizar la continuidad y suministro del servicio de energía eléctrica. El decreto en mención se encuentra en vigencia a partir de la fecha de su suscripción, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Para su información, el contenido del mencionado Decreto se encuentra publicado en el portal web de la Corporación CENACE [www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec), sección *Publicaciones / Mercado Eléctrico Mayorista*.

Atentamente,

  
ING. MAX MOLINA BUSTAMANTE  
Director de Planeamiento

Km. 17 1/2 • Teléfono:  
Directorio: 12 de Octubre  
Of 1004 • Telf.: 2523 14  
17-21-1991 • [www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec)

Center

Quito - Ecuador



Se  
10  
del  
15



FAX CIRCULAR CENACE 031

Lugar y Fecha: Quito 31 de enero de 2007

Para: PRESIDENTE EJECUTIVOS Y/O GERENTES GENERALES

De: ING. MAX MOLINA BUSTAMANTE  
Director de Planeamiento

Empresa: AGENTES MEM Y TRANSELECTRIC

E-mail: dirplan@cenace.org.ec

Teléfono: 299 2066 Fax: 299 2068

Fax:

Páginas: 1

Teléfono:

c.c.

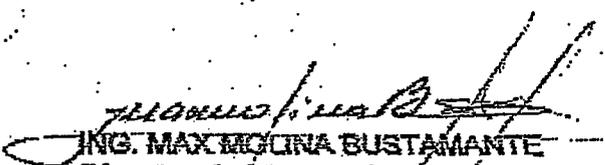
Presidente Directorio CENACE,  
CONELEC, DEJ, DPL, DTC, DOP,  
DSI, AC

Asunto: Decreto Ejecutivo N° 70

Para su conocimiento, informo que se ha expedido el Decreto Ejecutivo N° 70, de 26 de enero de 2007, que renueva el estado de emergencia eléctrica por sesenta días más, declarado mediante Decreto Ejecutivo N° 1331, de 7 de abril de 2006, y renovado según Decretos Ejecutivos N° 1498-A, 1718, 1878 y 2100, con el objeto de garantizar la continuidad y suministro del servicio de energía eléctrica. El decreto en mención se encuentra en vigencia a partir de la fecha de su suscripción, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Para su información, el contenido del mencionado Decreto se encuentra publicado en el portal web de la Corporación CENACE [www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec), sección Publicaciones / Mercado Eléctrico Mayorista.

Atentamente,

  
 ING. MAX MOLINA BUSTAMANTE  
 Director de Planeamiento



FAX CIRCULAR CENACE 299

Lugar y Fecha: Quito 29 de noviembre de 2006

Para: PRESIDENTES EJECUTIVOS Y/O GERENTES GENERALES

De: ING. ROBERTO AGUIRRE  
Director de Planeamiento, Enc.

Empresa: AGENTES MEM Y TRANSELECTRIC

E-mail: [diplan@cenace.org.ec](mailto:diplan@cenace.org.ec)

Fax:

Teléfono: 299 2066 Fax: 299 2068

Teléfono:

Páginas: 1

c.c. Presidente Directorio CENACE,  
DEJ, DPL, DOP, DTC, DSI, DAF, AC

Asunto: Decreto Ejecutivo No 2100

Para su conocimiento, informo que se ha expedido el Decreto Ejecutivo No. 2100 del 27 de noviembre de 2006, que renueva el estado de emergencia eléctrica por sesenta días más, declarado mediante Decreto Ejecutivo No. 1331, de 7 de abril de 2005, y renovado según Decretos Ejecutivos No. 1498-A, 1718 y 1878 del 5 de junio de 2006, 3 de agosto de 2006 y 29 de septiembre de 2006, respectivamente, con el objeto de garantizar la continuidad y suministro del servicio de energía eléctrica. El decreto en mención se encuentra en vigencia a partir de su suscripción, sin perjuicio de su publicación.

Para su información, el contenido del mencionado Decreto se encuentra publicado en el portal web de la Corporación CENACE [www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec), sección Publicaciones/Mercado Eléctrico Mayorista.

Atentamente,

ING. ROBERTO AGUIRRE  
Director de Planeamiento, Encargado

AGENT





2006 OCT -5 P 12: 21

Recibido por: *[Signature]*

CENACE 3945  
Quito 04 de octubre de 2006

Abogado  
PEDRO JOSÉ MOSCOSO  
Vicepresidente  
PETROCOMERCIAL  
Alpallana y Av. 6 de Diciembre Edificio "El Rocío"  
Quito

**Ref.: Deudas de Generadoras Termoeléctricas a PETROCOMERCIAL**

Señor Vicepresidente:

En conocimiento que está en vigencia el Decreto Ejecutivo N° 1878, de 29 de septiembre de 2006, que renueva el estado de emergencia eléctrica por 60 días más, declarado mediante Decreto Ejecutivo N° 1331 de 7 de abril de 2006, publicado en el Registro Oficial N° 253, de 19 de abril de 2006, renovado con Decretos Ejecutivos N° 1498 - A y 1718, de de 5 de junio de 2006 y 3 de agosto de 2006, respectivamente, y a fin de viabilizar su aplicación, agradeceré se sirva disponer el envío del cuadro de las deudas que cada empresa generadora registre en PETROCOMERCIAL hasta la presente fecha.

Atentamente,

*[Signature]*  
ING. MAX MOLINA BUSTAMANTE  
Director de Planeamiento

c.c. Eco. Jorge Pungacho,  
Empresas de Generación Térmica,





FAX CIRCULAR CENACE 172

Lugar y Fecha: Quito 07 de agosto de 2006.

Para: GERENTES GENERALES Y/O  
PRESIDENTES EJECUTIVOS

De: ING. JULIO GÓMEZ COBA  
Director de Planeamiento,  
Encargado

Empresa: AGENTES DEL MEM

E-mail: [dirplan@cenace.org.ec](mailto:dirplan@cenace.org.ec)

Fax:

Teléfono: 299 2066 Fax: 299 2068

Teléfono:

Páginas: 1

c.c. DEJ, DPL, DOP, DTC

Asunto: Decreto Ejecutivo N° 1718

Para su información, se ha expedido el Decreto Ejecutivo N° 1718, de 3 de agosto de 2006, que renueva el estado de emergencia eléctrica por sesenta días más, declarado mediante Decreto Ejecutivo N° 1331, de 7 de abril de 2006, con el objeto de garantizar la continuidad y suministro del servicio de energía eléctrica. El decreto en mención se encuentra en vigencia desde la fecha de su suscripción, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

Para su información, el contenido del mencionado Decreto se encuentra publicado en el portal web de la Corporación CENACE [www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec), sección *Publicaciones / Mercado Eléctrico Mayorista*.

Atentamente,

ING. JULIO GÓMEZ COBA  
Director de Planeamiento, Encargado

Panamericana S.A. - Av. 17 1/2 • Teléfonos: (593 2) 2992 001 •  
Presidencia del Directorio; 12 de Octubre N24-562 Ed. World  
Torre A Piso 10 Of. 1004 • Telf.: 252 143 • Fax: 2551 363  
Apartado Postal 17-21-1991 • [www.cenace.org.ec](http://www.cenace.org.ec) • Quito - Ecuador





CENACE 2320  
Quito 15 de junio de 2006

Abogado  
PEDRO JOSÉ MOSCOSO  
Vicepresidente  
PETROCOMERCIAL  
Alpallana y Av. 6 de Diciembre Edificio "El Rocío"  
Quito

*Ref.: Aplicación del Decreto Ejecutivo 1498-A, de 5 de junio de 2006*

Señor Vicepresidente:

Respecto de la aplicación del Decreto Ejecutivo 1498-A, de 5 de junio de 2006, declarando el estado de emergencia por 60 días más, manteniéndose vigentes las disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo 1331 de 7 de abril de 2006, y en aplicación del Art. 3, de este último decreto, de conformidad a la información proporcionada por PETROCOMERCIAL, según Oficio No. 6018-PCO-GRN-FCC-2006, de 14 de junio de 2006, en cuadro adjunto se presenta el listado de las empresas generadoras cuya deuda con PETROCOMERCIAL, por concepto de compra de combustibles, es inferior a la deuda que el mercado eléctrico tiene con estas empresas, así como las valoraciones correspondientes.

Atentamente,



ING. GABRIEL ARGÜELLO R.  
Director Ejecutivo

Adjunto: Cuadro

c.c. Ministerio de Economía y Finanzas  
Ministerio de Energía y Minas  
Subsecretaría de Electrificación  
Presidente Directorio CENACE,  
Presidente Directorio CONELEC,  
Director Ejecutivo del CONELEC,  
Presidente del Fondo de Solidaridad,  
Empresas De Generación Térmica  
DEJ, DPL, DTC

NCR /MME/Paty  
2006-06-14



CENACE 1369  
Quito 12 de abril de 2006

Ingeniero  
RAÚL COELLO FERNÁNDEZ  
Vicepresidente PETROCOMERCIAL  
Alpallana y Av. 6 de Diciembre Edificio "El Rocío"  
Quito

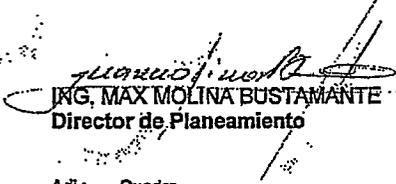
**Ref.: Aplicación del Decreto Ejecutivo 1331, de 7 de abril de 2006**

Señor Vicepresidente:

Respecto de la aplicación del Art. 3, del Decreto Ejecutivo 1331, de 7 de abril de 2006 sobre la ampliación de 60 días de la emergencia eléctrica a partir de la fecha de su suscripción, de conformidad a la información proporcionada por PETROCOMERCIAL, según Oficio No. 4223 - PCO-GRN-FCC-2006, de 12 de abril de 2006, en cuadro adjunto se presenta el listado de las empresas generadoras cuya deuda con PETROCOMERCIAL, por concepto de compra de combustibles, es inferior a la deuda que el mercado eléctrico tiene con estas empresas, así como las valoraciones correspondientes.

En aplicación del Decreto 1331, se solicita se sirva disponer la entrega de combustibles a las Empresas de Generación Térmica, que cumplen con lo establecido en el artículo 3.

Atentamente,

  
ING. MAX MOLINA BUSTAMANTE  
Director de Planeamiento

Adj.: Cuadro

C.C.  
Ministerio de Economía y Finanzas  
Ministerio de Energía y Minas  
Subsecretaría de Electrificación  
Presidente Directorio CENACE  
Presidente Directorio CONELEC  
Director Ejecutivo del CONELEC  
Presidente del Fondo de Solidaridad  
Empresas De Generación Térmica

Panamericana Sur Km. 17 1/2 • Teléfonos: (593 2) 2992 001 • Fax: 2992 031  
Presidencia del Directorio: 12 de Octubre N24-562 Ed. World Trade Center  
Torre A Piso 10 Of 1004 • Telf.: 2523 143 • Fax: 2551 363  
Apartado Postal 17-21-1991 • www.cenace.org.ec • Quito - Ecuador





CENACE 0813  
Quito 04 de marzo de 2006

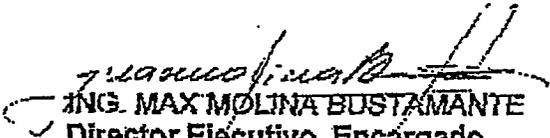
Abogado  
FEDRO JOSÉ MOSCOSO  
Vicepresidente  
PETROCOMERCIAL  
Alpallana y Av. 6 de Diciembre Edificio "El Rocio"  
Quito

**Ref.: Aplicación del Decreto Ejecutivo de 3 de marzo de 2006**

Señor Vicepresidente:

Respecto de la aplicación del Art. 3, del Decreto Ejecutivo del 3 de marzo de 2006 sobre la ampliación de un mes de la emergencia eléctrica a partir de la fecha de su suscripción, en cuadro adjunto se presenta el listado de las empresas generadoras cuya deuda con PETROCOMERCIAL, por concepto de compra de combustibles, es inferior a la deuda que el mercado eléctrico tiene con estas empresas, así como las valoraciones correspondientes.

Atentamente,

  
ING. MAX MOLINA BUSTAMANTE  
Director Ejecutivo, Encargado

Adjunto: Cuadro

c.c. Ministerio de Economía y Finanzas  
Ministerio de Energía y Minas  
Subsecretario de Electrificación  
Presidente Directorio CENACE,  
Presidente Directorio CONELEC,  
Director Ejecutivo del CONELEC,  
Presidente del Fondo de Solidaridad,  
Empresas De Generación Térmica