



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN

**“CALCULO DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA DE
LOS GENERADORES TÉRMICOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO
MAYORISTA Y SU EVALUACIÓN CONTABLE”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentado por:

Johanna Alicia Suárez Chimbo

Ryan Rodrigo Gallardo Jaén

Guayaquil – Ecuador

AÑO 2009

AGRADECIMIENTO

A Nuestro director de tesis el Dr. Cristóbal Mera Gencon por su ayuda y colaboración para la culminación de este ideal, y todas las personas que hicieron posible la finalización de este trabajo.

DEDICATORIA

A Dios que nos ha permitido culminar una etapa más de nuestras vidas, a nuestras familias quienes con su apoyo y confianza lograron que esto sea posible.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Jorge Aragúndi
SUB-DECANO DE LA FIEC

Dr. Cristóbal Mera Gencon
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Eduardo León Castro
VOCAL PRINCIPAL

Ing. Jorge Chiriboga Vásquez
VOCAL PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**".

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

Johanna Alicia Suárez Chimbo

Ryan Rodrigo Gallardo Jaén

RESUMEN

El presente tema de tesis establece los procedimientos y cálculos para la compra y venta de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para una central térmica, tomando en consideración los datos publicados por el CENACE. Así como los cálculos para la verificación y control permanente de la producción de energía y potencia entregada por los generadores al mercado y su correspondiente valoración económica horaria, diaria y mensual. Tomando en consideración las condiciones hidrológicas, características operativas, sistema de medición comercial y penalizaciones.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VII
ABREVIATURAS.....	XI
ÍNDICE DE CUADROS.....	XII
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	XIV
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. CONCEPTOS GENERALES.....	5
2.1. LEYES Y REGULACIONES.....	11
3. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM).....	12
3.1. GENERALIDADES.....	14
3.2. MERCADO DE CONTRATOS.....	15
3.3. MERCADO OCASIONAL(SPOT).....	21
4. PROCESO PARA TRANSACCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA....	23

4.1. DATOS PARA MEDICIÓN DE ENERGÍA (BRUTA, NETA).....	24
4.2. CALCULO DE ENERGÍA PARA CONSUMO DE AUXILIARES.....	32
4.3. CALCULO DE ENERGÍA PARA EL MERCADO DE CONTRATOS....	33
4.3.1. DEMANDA DE ENERGÍA.....	34
4.3.2. LIMITE DE ENTREGA DE ENERGÍA A LAS DISTRIBUIDORAS	39
4.3.3. REPARTO DE ENERGÍA A LAS DISTRIBUIDORAS.....	40
4.4. CALCULO DE ENERGÍA PARA EL MERCADO OCASIONAL.....	40
4.4.1. ENERGÍA VENDIDA AL MERCADO SPOT.....	45
4.4.2. ENERGÍA COMPRADA AL MERCADO SPOT.....	45
4.5. RESTRICCIONES OPERATIVAS DE LAS UNIDADES DE GENERA- CIÓN.....	46
4.5.1. GENERACIÓN NORMAL.....	47
4.5.2. GENERACIÓN OBLIGADA.....	48
4.5.3. GENERACIÓN FORZADA.....	50
4.5.4. GENERACIÓN INFLEXIBLE.....	51
4.5.5. GENERACIÓN NO SOLICITADA.....	51
4.5.6. GENERACIÓN POR PRUEBAS.....	51
4.6. CUMPLIMIENTO DE LA RESERVA PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF).....	52
4.7. POTENCIA A REMUNERAR PARA CADA GENERADOR.....	56

5. CÁLCULOS PARA LAS TRANSACCIONES DE LA ENERGÍA Y POTENCIA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE ELECTROGUAYAS S.A. EN EL AÑO 2007.....	63
5.1. CENTRAL ING. GONZALO ZEVALLOS.....	66
5.2. CENTRAL TRINITARIA.....	87
5.3. CENTRAL DR. ENRIQUE GARCÍA.....	95
5.4. INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	102
5.4.1. MERCADO DE CONTRATOS.....	102
5.4.2. MERCADO OCASIONAL.....	103
6. ANÁLISIS DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA EN LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE ELECTROGUAYAS.....	105
6.1. PERDIDAS EN LA VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA PARA LAS UNIDADES DE ELECTROGUAYAS.....	106
6.2. INFLUENCIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS SOBRE LA GENERACIÓN DE LAS UNIDADES DE ELECTROGUAYAS S.A.	106
6.3. PARTICIPACIÓN DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE ELECTROGUAYAS EN EL SNI.....	110
6.4. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ENTRE LAS UNIDADES DE ELECTROGUAYAS S.A.....	113
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	143

ANEXO A: UNIDAD TV2.....	150
ANEXO B: UNIDAD TV3.....	187
ANEXO C: UNIDAD TV1.....	194
ANEXO D: UNIDAD TG5.....	201
ANEXO E: INGRESOS NETOS.....	207
ANEXO F: COMPARACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ANALIZADO EN LA TESIS CON EL ACTUAL MERCADO.....	211
BIBLIOGRAFÍA.....	222

ABREVIATURAS

CENACE -----	(CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE LA ENERGÍA)
CONELEC -----	(CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD)
CVP -----	(COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN)
EE.DD -----	(EMPRESA ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN)
L.R.S.E -----	(LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO)
MC -----	(MERCADO DE CONTRATOS)
MEM -----	(MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA)
MM -----	(MILES DE MILLONES)
MO -----	(MERCADO OCASIONAL)
PEBM -----	(PRECIO DE ENERGÍA EN LA BARRA DE MERCADO)
PMPD -----	(POTENCIA MEDIA PUESTA A DISPOSICIÓN)
PR -----	(POTENCIA REMUNERABLE)
RPF -----	(RESERVA PRIMARIA DE FRECUENCIA)
SISMEC -----	(SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL)
SNI -----	(SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO)
TIE -----	(TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD)

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO. A DATOS DEL MEDIDOR REGISTRADOR DE ENERGÍA BRUTA	27
CUADRO. B DATOS HORARIOS DEL MEDIDOR DE ENERGÍA BRUTA	28
CUADRO. C DATOS DEL MEDIDOR REGISTRADOR DE ENERGÍA NETA	30
CUADRO. D DATOS HORARIOS DEL MEDIDOR DE ENERGÍA NETA	31
CUADRO No. 1 GENERACIÓN NETA DE ELECTROGUAYAS SEGÚN LA HIDROLOGÍA	108
CUADRO No. 2 GENERACIÓN NETA DE ELECTROGUAYAS SEGÚN LA HIDROLOGÍA	109
CUADRO No. 3 DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NETA (MWh)	111
CUADRO No. 4 ENERGÍA COMERCIALIZADA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (GWh)	113
CUADRO No. 5 POTENCIA REMUNERABLE ASIGNADA (MW)	124
CUADRO No. 6 POTENCIA REMUNERABLE (MW)	125
CUADRO No. 7 FACTURACIÓN DE ENERGÍA EN CONTRATOS POR EE.DD (EN MILES DE de USD)	126
CUADRO No. 8 FACTURACIÓN DE ENERGÍA EN CONTRATOS POR UNIDAD (EN MILES DE USD)	128
CUADRO No. 9 FACTURACIÓN POR AJUSTES (MILES DE USD)	135

CUADRO No. 10 OBLIGACIONES (EGRESOS) TOTALES EN EL MO. POR TIPO DE RUBRO (MILES DE USD).....	139
CUADRO No. 11 DETALLE DE COMPRA DE ENERGÍA EN EL MO. PARA CUBRIR CONTRATOS (MILES DE USD).....	139
CUADRO No. 12 DETALLE DE LA FACTURACIÓN EN EL MERCADO DE CONTRATOS Y OCASIONAL (MILES DE USD).....	140
CUADRO No. 13 DETALLE DE LA FACTURACIÓN DE LAS OBLIGACIONES (EGRESOS) EN EL MERCADO OCASIONAL (MILES DE USD).....	140
CUADRO No. 14 INGRESOS NETOS (USD).....	141

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO No. 1 GENERACIÓN NETA DE ELECTROGUAYAS SEGÚN LA HIDROLOGÍA.....	107
GRÁFICO No. 2 ENERGÍA NETA DE ELECTROGUAYAS SEGÚN LA HIDROLOGÍA.....	110
GRÁFICO No. 3 PARTICIPACIÓN DE ELECTROGUAYAS CON RESPECTO A LA GENERACIÓN TOTAL DEL SNI.....	111
GRÁFICO No. 4 PARTICIPACIÓN DE ELECTROGUAYAS CON RESPECTO A LA GENERACIÓN TÉRMICA.....	111
GRÁFICO No. 5 CURVA DE CARGA DE LA PRODUCCIÓN NETA EN PERIODOS DE ESTACIÓN LLUVIOSA Y SECA.....	112
GRÁFICO No. 6 ENERGÍA COMERCIALIZADA POR TIPO DE MERCADO (GWh).....	114
GRÁFICO No. 7 REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA DE LAS EE.DD. EN CONTRATOS A PLAZO (GWh).....	115
GRÁFICO No. 8 PARTICIPACIÓN DE EE.DD. EN LA VENTA DE ENERGÍA CONTRATADA.....	116
GRÁFICO No. 9 APORTE TOTAL DE GENERACIÓN POR UNIDAD A VAPOR EN LA VENTA DE ENERGÍA EN CONTRATOS GWh).....	117

GRÁFICO No. 10 ENERGÍA COMERCIALIZADA EN CONTRATOS A PLAZO Y ENERGÍA COMPRADA PARA CUBRIR CONTRATOS (GWh).....	118
GRÁFICO No. 11 ENERGÍA COMERCIALIZADA POR CADA UNIDAD EN CONTRATOS A PLAZO (GWh).....	119
GRÁFICO No. 12 ENERGÍA COMERCIALIZADA POR CADA UNIDAD EN EL MERCADO OCASIONAL (GWh).....	120
GRÁFICO No. 13 ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL PARA CUBRIR CONTRATOS.....	121
GRÁFICO No. 14 ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL PARA CONSUMO DE AUXILIARES.....	123
GRÁFICO No. 15 POTENCIA REMUNERABLE ACUMULADA (MW).....	125
GRÁFICO No. 16 PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN EN LA FACTURACIÓN DE VENTA DE ENERGÍA EN CONTRATOS.....	127
GRÁFICO No. 17 FACTURACIÓN POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCA- DO OCASIONAL (EN MILES DE USD).....	129
GRÁFICO No. 18 FACTURACIÓN POR GENERACIÓN OBLIGADA (MILES DE USD).....	130
GRÁFICO No. 19 FACTURACIÓN POR GENERACIÓN FORZADA (MILES DE USD).....	131

GRÁFICO No. 20 FACTURACIÓN POR POTENCIA REMUNERABLE (MILES DE USD).....	132
GRÁFICO No. 21 FACTURACIÓN POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (MILES DE USD).....	133
GRÁFICO No. 22 FACTURACIÓN POR IVA DEL COMBUSTIBLE (MILES DE USD).....	134
GRÁFICO No. 23 FACTURACIÓN TOTAL POR UNIDAD EN EL MO. Y SU PARTICIPACIÓN (MILES DE USD).....	136
GRÁFICO No. 24 FACTURACIÓN TOTAL EN EL MO. POR TIPO DE RUBRO Y SU PARTICIPACIÓN (MILES DE USD).....	136
GRÁFICO No. 25 OBLIGACIONES (EGRESOS) TOTALES EN EL MO. Y SU PARTICIPACIÓN POR UNIDAD (MILES DE USD).....	138
GRÁFICO No. 26 INGRESOS NETOS POR UNIDAD (MILES DE USD).....	142
GRÁFICO No. 27 VARIOS INGRESOS.....	144
GRÁFICO No. 28 PARTICIPACIÓN POR UNIDAD EN LAS FACTURACIONES (%).....	146
GRÁFICO No. 29 PRECIO EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y ENERGÍA COMERCIALIZADA (USD/MWh, GWh).....	147
GRÁFICO No. 30 INGRESOS NETOS FACTURADOS (USD MM, %).....	148

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

La tesis desarrollada a continuación, detalla los cálculos desarrollados en una central térmica, para las transacciones de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Considerando las regulaciones y reglamentos del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), además de los parámetros de operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

El objetivo de la tesis es conocer los ingresos netos que recibe la central por concepto de compra y venta de energía en el MEM, verificando los valores presentados por el CENACE para cada unidad de generación.

En este documento se analiza la participación de las unidades de generación de acuerdo a la demanda del sistema Nacional Interconectado (SNI).

El método para la realización del cálculo se lo ha realizado en base a las regulaciones, reglamentos y procedimientos aprobados por el CONELEC.

Los procedimientos de cálculo son desarrollados tomando en consideración valores reales entregados por las unidades de la empresa Electroguayas y CENACE en el año 2007.

Objetivos

- Conocer los procedimientos y las regulaciones del CONELEC para el cálculo de la compra, venta de energía y potencia en el MEM.

- Calcular los ingresos, egresos e ingresos netos por compra, venta de energía y potencia por cada unidad de generación térmica de la empresa.
- Constatación de la valoración económica, horaria, diaria y mensual entre los datos de energía de las unidades de generación y los datos de energía publicado por CENACE.

CAPÍTULO 2

CONCEPTOS GENERALES

En el presente capítulo se detalla los conceptos generales que son utilizados en el desarrollo de nuestro tema de tesis.

Administrador del mercado: Entidad encargada de la administración comercial del mercado de electricidad en cada país.

Barra de mercado y fijación de precios: Los precios de generación de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) serán calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada “Barra de Mercado” asignada por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), que sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía, en la barra de mercado, se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo.

CENACE: Organismo independiente que coordina la operación del sistema en términos de seguridad, calidad y economía. Administra el MEM, estableciendo precios de mercado para la potencia y energía y vigila el cumplimiento de contratos.

Compensador síncrono: Es una máquina sincrónica cuyo eje no está unido a ninguna carga. La corriente en su devanado de campo se controla a través de un regulador de tensión, de forma que la máquina genera o consume potencia reactiva según lo requiera el sistema al que esta conectada.

Consumo Propio o Auxiliar: Incluye el consumo en servicios auxiliares de las centrales y las pérdidas en transformación principal. Se designa abreviadamente de esta forma al consumo en los Servicios auxiliares de las centrales y las pérdidas en transformación principal (transformadores de las centrales).

Consumo Neto: Suma de la energía destinada a abonados consumidores y del "autoconsumo". Equivale a la producción neta, menos las pérdidas de energía destinadas que

tienen lugar durante el transporte y la distribución hasta los usuarios, menos el consumo en bombeo y menos el saldo de los intercambios con el extranjero.

Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC): Organismo gubernamental responsable de la planeación, regulación, concesión, tarifación y supervisión del sector eléctrico, bajo los principios de eficiencia, transparencia y equidad.

Contrato de Mandato: Instrumento legal a través del cual los agentes del MEM (Mandantes) delegan a la Corporación CENACE la representación de los Mandantes en varios actos y contratos.

Costo equivalente de la potencia remunerable: Corresponde al cargo por potencia expresado en USD/Kwh., que se lo obtiene dividiendo el producto del precio unitario de potencia por la potencia prevista a remunerar para la energía prevista a generar (bornes del generador) en cada mes.

Costo de producción: Se define como el costo variable de la unidad de generación por la producida en los bornes de generación.

Costo marginal: Se define como el aumento para producir una unidad adicional del bien.

Costos variables: Se denominan así a aquellos costos y gastos que varían en forma más o menos proporcional a la producción y ventas, dentro de ciertos límites de capacidad y tiempo.

Día de operación: Corresponde al día en el que se efectúan transacciones internacionales de electricidad de corto plazo. De no producirse dichas transacciones, se tomará como referencia las transacciones internas del MEM.

Empresa: Organización sometida a una autoridad rectora que puede ser, según los casos, una persona física, una persona jurídica o una combinación de ambas, y constituida con miras a ejercer en uno o varios lugares una o varias actividades de producción de bienes y servicios.

Enlace internacional: Comprende el conjunto de equipamiento de transporte, líneas, subestaciones, transformadores, etc., según corresponda, dedicado a conectar los sistemas eléctricos de dos países. Su función prioritaria es transportar la electricidad entre el mercado ecuatoriano y el otro país.

Energía facturada (Consumo de Energía): Es la energía facturada por las Empresas Eléctricas a sus clientes, la unidad de medida es el Kwh.

Energía final: Energía suministrada al consumidor para ser convertida en energía útil.

Empresa Distribuidora: Es la que tiene la obligación de prestar el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales ubicados dentro del área respecto de la cual goza de exclusividad regulada.

Energía Bruta: Es la energía total producida por una unidad de generación.

Energía Neta: Es la diferencia de la energía total producida menos el consumo de auxiliares. (Valores negativos indican que el consumo de auxiliares es mayor que la generación).

Factor de nodo: Factor de nodo, de un nodo de la red de transmisión, es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el factor de nodo de la barra de mercado es igual a 1.0.

Los Factores de nodo serán calculados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en base a la metodología aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

Generadora: Aquella que produce Energía eléctrica, destinada al mercado libre o regulado.

Gran Consumidor: Consumidor cuyas características de consumo le facultan para acordar libremente con un Generador o Distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio.

Generación Hidráulica: Es aquella que utiliza el agua como recurso primario, para producir electricidad.

Generación Térmica: Es aquella que utiliza Diesel 2, Fuel Oil 6 (Búnker), Gas, entre otros, para producir electricidad.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): Es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. A sí mismo incluye la exportación e importación de energía y potencias eléctricas.

Mercado de contratos: En este mercado se celebran transacciones pactadas en contratos a plazo y que libremente se acuerden entre generadores y grandes consumidores y los que se celebren entre generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del CENACE.

Nodo frontera: Barra o nodo del sistema de transmisión al que se conecta un enlace internacional, donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones internacionales de electricidad.

Operador del sistema: Entidad encargada de la operación técnica de los sistemas eléctricos en cada país.

Organismo Regulador: Entidad encargada de establecer la normativa del mercado eléctrico de cada país.

Precio de corto plazo: para el caso del mercado ecuatoriano, corresponde al costo marginal de mercado sancionado en la barra de mercado y reflejado en los nodos frontera.

Precio nodal de la energía: A cada precio horario de energía determinado en la “Barra de Mercado” le corresponde un precio de energía en cada nodo de la red. Los precios de la

energía en cada nodo de la red de transmisión se obtendrán a partir del precio en la “Barra de Mercado” multiplicado por el factor de nodo.

Potencia remunerable puesta a disposición: Es la cantidad de potencia activa que será remunerada a cada generador. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) calculará estas potencias hasta el 30 de septiembre de cada año y será aplicable para cada uno de los trimestres de los siguientes doce meses.

El cálculo, para las plantas hidroeléctricas, se obtendrá mediante la utilización de sus energías firmes; y, para las unidades termoeléctricas, tomando en cuenta sus potencias efectivas, períodos de mantenimiento y costos variables de producción.

El procedimiento de cálculo se establecerá en la Regulación que expida el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) sobre la materia.

El cobro de la potencia remunerable puesta a disposición por parte de los generadores se realizará según lo establecido en los artículos 26 y 27 del presente reglamento.

Producción disponible: Por tal se entiende a la diferencia entre la producción neta y el consumo de energía para el bombeo.

Precios medios: Cociente de la facturación y venta de energía eléctrica por tipo de servicio.

Potencia instalada: Potencia especificada en la placa de cada unidad generadora.

Potencia efectiva: Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación.

Reconciliaciones: Diferencias económicas, positivas o negativas, producidas por el proceso de liquidación entre los Administradores de los mercados involucrados en una TIE, para determinar el precio de oferta final en los nodos frontera y el precio de corto plazo del mercado importador. El proceso de liquidación constará en los Acuerdos Comerciales.

Regulaciones: Conjunto de leyes y normas que rigen el Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Rentas de congestión: Rentas económicas originadas por las diferencias de precios en los extremos de las líneas congestionadas, es decir, líneas que por limitaciones técnicas no pueden transmitir toda la potencia que fluiría considerando criterios económicos.

Restricciones Operativas: Limitaciones impuestas por la red de Transmisión o por los Agentes del MEM que impiden la ejecución del despacho económico y ocasionan diferencias entre la producción prevista de los generadores en el despacho económico y el despacho real o incluso la operación de plantas diferentes a las que habrían sido consideradas en el despacho económico.

Sistema Nacional Interconectado (SNI): Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

Sistema No Incorporado (SNI): Aquel que no está conectado al Sistema Nacional Interconectado.

Sistema de Medición: Son los componentes necesarios para la medición de potencia y energía eléctrica activa y reactiva y de otros parámetros involucrados en la prestación del servicio de electricidad; incluyendo medidores, cables de conexión, equipos de protección, transformadores de instrumentos y demás elementos necesarios para la medida, registro y comunicación de la información.

Para aquellos términos que no se encuentren definidos en forma expresa en el presente Reglamento, se estará a la definición establecida en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

SISMEC: Sistema de medición comercial, el cual esta conformado por el conjunto de equipos, software y comunicaciones, que permite con la mayor exactitud posible, medir los flujos energéticos para valorizar las transacciones económicas de los Agentes del MEM.

Transmisora: Presta el servicio de transmisión y transformación de la tensión vinculada a la misma, desde el punto de entrega de un generador o un autoproducer, hasta el punto de recepción por un distribuidor o gran consumidor.

Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo (TIE): Son transacciones entre los mercados de corto plazo (ocasional) de los países interconectados a través de enlace(s) internacional(es), originadas por las diferencias de precios en los nodos terminales de dichos enlaces.

Valor de la Producción: Se refiere a la producción facturada o vendida, cualquiera que sea el tipo de producción solicitado.

2.1 LEYES Y REGULACIONES.

CONCEPTO GENERAL.- Ley es una regla emanada de la voluntad autoritaria de los gobernantes, por lo que la ley de electrificación que rige al Estado ecuatoriano es la **Ley del Régimen Del Sector Eléctrico** la cual fue creada El 10 de Octubre de 1996, en el suplemento del registro oficial N°43 se publicó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), que fue aprobada por el Congreso Nacional el 18 de Septiembre del mismo año, la cual tiene como objetivo:

- Proporcionar al país un servicio confiable y de calidad.
- Promover la competitividad de los mercados de producción de energía eléctrica.

- Promover la inversión privada en el sector.
- Proteger los derechos de los consumidores.
- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema.

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 los recursos naturales. La LRSE creó el CONELEC como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, que comenzó a operar el 20 de Noviembre de 1997. Es un ente regulador y controlador, a través del cual el estado puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a empresas concesionarias. Además tiene que elaborar el Plan de Electrificación, que será obligatorio para el sector público y referencial para el sector privado.

CAPÍTULO 3

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

3.1. GENERALIDADES.

La creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) permitió definir un ámbito para la ejecución de las transacciones de energía, con una sanción de precios objetiva y transparente que refleje el costo de producción.

De este modo el MEM se constituye en el punto de encuentro entre oferta y demanda, las que interactúan en base a regulaciones que son emitidas por el CONELEC, implantando así las normas que actualmente delimitan tanto el despacho y la operación de las unidades como las transacciones comerciales de compra – venta de energía y potencia, los servicios prestados por los agentes, y la fijación de precios horarios.

Las transacciones se realizan según:

- Precios pactados en contratos.
- Precios libres de Mercado Ocasional.

El Mercado requiere de un Administrador Técnico y Comercial: El Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE).

ESTRUCTURA DEL SECTOR:

- CONELEC.
- CENACE.
- GENERADORES.
- TRANSMISOR.
- DISTRIBUIDORES.
- GRANDES CONSUMIDORES.

El artículo 45 de la Ley L.R.S.E. establece que el MEM estará constituido por los siguientes Agentes incorporados al SNI:

Generadores: Suministran energía a distribuidores o grandes consumidores a través de contratos o a través del MEM.

Distribuidores: Operan redes localizadas en forma monopólico, excepto grandes consumidores.

Grandes Consumidores: Pueden comprar energía de generadores o del MEM.

3.2. MERCADO DE CONTRATOS.

De la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Artículo 46 establece que “en el Mercado Eléctrico Mayorista, los contratos a plazo son los que libremente se acuerden entre generadores y grandes consumidores y los que se celebren entre generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del CENACE. Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro”. Del reglamento para el funcionamiento del Mercado establece que “los contratos a plazo pactados entre Agentes del MEM, una vez que hayan sido registrados y se hayan cumplido los plazos establecidos para la entrada en vigencia de los mismos, serán cumplidos a través del CENACE; Corporación que realizará la liquidación únicamente de las transacciones imputables a los contratos a plazo que hayan sido cumplidas en el mercado ocasional por otros generadores, así como de las tarifas de transmisión, los

peajes de distribución y otras remuneraciones de generación, que hayan sido requeridas para el cumplimiento total de esos contratos”.

Para este propósito los generadores deben informar al CENACE en relación con sus contratos a plazo los siguientes datos:

- El Agente Consumidor correspondiente, vigencia y plazo de ejecución;
- El programa de demandas a abastecer y garantías de abastecimiento.

El CENACE informará los precios de la energía en la barra de mercado y en el caso de contratos de importación o exportación en el nodo de frontera.

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 CENACE. 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 a través del mercado.

Del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista establece que “los contratos a plazo para que sean registrados y puedan ser administrados por el CENACE deberán considerar los siguientes aspectos:

- 1.- Cumplir con las condiciones generales establecidas en la Ley y su Reglamento General en cuanto a plazos mínimos de contratación y entrada en vigencia;
- 2.- Cualquier modificación debe ser igualmente registrada ante el CENACE. La entrada en vigencia de dichas modificaciones se sujetará a los mismos plazos establecidos para la entrada en vigencia del contrato principal;

3.- Los Generadores que cuenten con unidades térmicas no comprometerán una producción mayor de aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos.

4.- Los Generadores que cuenten con plantas hidroeléctricas no comprometerán una producción mensual o estacional mayor de aquella proveniente de su energía firme mensual o estacional en función de la capacidad del reservorio, tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivo.

Inscripciones de los contratos a plazo:

Los Generadores son los agentes responsables de reportar al CENACE la información relativa a los contratos.

- a) Una solicitud firmada por el representante legal de la empresa y dirigida al Director Ejecutivo del CENACE solicitando el registro del contrato.
- b) Adjuntas a la solicitud dos copias certificadas del contrato firmado. La primera será objeto de análisis en el CENACE y la segunda será enviada al CONELEC.
- c) La información técnica apropiada en medio escrito y magnético.

El CENACE, en función de los plazos establecidos en el Artículo 46.- Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, emitirá un pronunciamiento registrando efectivamente el contrato o no. Este pronunciamiento será efectuado por escrito al representante legal de la empresa.

Información técnica:

Este reporte deberá contener los siguientes aspectos generales:

- Agente Vendedor.
- Agente Comprador.
- Fecha de inicio de Contrato.

- Duración del Contrato.

- Ubicación del Contrato.

Además se deben especificar las curvas de demanda horaria comprometidas en contratos para los siguientes días típicos de cada mes del año:

Mes:	Día Laborable KWh	Sábado KWh	Domingo Kwh	Día Feriado KWh
Hora 1				
Hora 2				
Hora 3				
.....				
Hora 24				

Con el propósito de que el CENACE pueda realizar los análisis de mercado que considere conveniente se solicita, además, el precio de la energía pactado en contratos.

Nota: En el **Artículo 30.- Cumplimiento de los contratos a plazo** se establece que también se deben reportar las **garantías de abastecimiento**. Este aspecto consideraría que un Distribuidor o Gran Consumidor que posee un contrato tendría derecho a no ser objeto de racionamiento.

Este aspecto se ha analizado en reunión de trabajo con representantes del CONELEC quien informará el tratamiento a aplicar en estos casos.

Análisis técnico de los contratos a plazo:

Agente Comprador/Agente Vendedor

La Dirección de Transacciones Comerciales verificará que los contratos se celebren entre Agentes del MEM que posean sus respectivos contratos de concesión.

Fecha de Inicio y Duración del Contrato:

La Dirección de Transacciones Comerciales verificará que la duración del contrato sea de por lo menos un año a partir de la aprobación del mismo dentro de los plazos

establecidos por el Artículo 46.- Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista. Si un contrato presenta una fecha de inicio dentro del plazo que el CENACE dispone para su análisis (20 días) se lo considerará, para propósitos de liquidación de las transacciones, desde el día en el que el CENACE emita su informe aprobándolo, de ser el caso.

Ubicación del Contrato:

Se verificará que el punto dónde se pactó el contrato esté especificado. Este punto podría ser la barra del distribuidor, generador o la barra de mercado.

Máxima Demanda a Contratar por los Distribuidores.

Se considera que la demanda total comprometida en contratos por un Distribuidor es la suma aritmética de las demandas cubiertas por los contratos con cada generador. Para una hora dada de un día típico (Día Laborable, Sábado, Domingo, Feriado).

La Dirección de Transacciones Comerciales del CENACE verificará que esta información sea coherente contrastándola con la información real de mediciones o la estimada por la Dirección de Planeamiento del CENACE.

Se verificará que la energía total de contratos a recibir en la hora por un Distribuidor no sobrepase la energía declarada o estimada por el CENACE por el Distribuidor como demanda total del sistema. De existir en un Distribuidor energía contratada en exceso en un porcentaje igual o superior al 5% (cinco por ciento) se considerará que el o los contratos que hagan que se sobrepase la banda del 5 % no se acepten oficialmente y no entren en ejecución, según los plazos y procedimientos establecidos. El CENACE efectúa este análisis para los días típicos (día laborable, sábado, domingo, feriado) de cada mes del año de contrato.

Máxima Demanda a Contratar por los Generadores.

De acuerdo al Reglamento de Mercado, los Generadores hidroeléctricos no podrán comprometer en contratos una cantidad de energía superior a aquella proveniente de su energía firme mensual. Así mismo, ningún Generador termoeléctrico podrá comprometer en contratos una energía superior a aquella proveniente de su capacidad efectiva. En ambos casos deben considerarse períodos de mantenimiento. El CONELEC es el organismo encargado de proporcionar la metodología para la determinación de la energía firme de los generadores. Esta metodología será empleada por la Dirección de Planeamiento para determinar la energía firme mensual. Esta información será proporcionada a la Dirección de Transacciones Comerciales para el análisis de los contratos.

Se considera que la energía total comprometida en contratos por un Generador es la suma aritmética de las energías comprometidas en los contratos con cada Distribuidor.

La Dirección de Transacciones Comerciales verificará que la energía total de contratos a entregar en la hora por un Generador no sobrepase la energía firme hidroeléctrica o capacidad efectiva termoeléctrica del Generador, según sea el caso. De existir en un Generador con energía contratada en exceso en un porcentaje igual o superior al 5% (cinco por ciento) se considerará que el o los contratos que hagan que se sobrepase la banda del 5 % no se acepten oficialmente y no entren en ejecución, según los plazos y procedimientos establecidos. Se efectúa este análisis para los días típicos (Día Laborable, sábado, Domingo, Feriado) de cada mes del año de contrato.

Modificación de los contratos.

Los Agentes pueden modificar las condiciones contractuales. Estas modificaciones deben hacerse conocer al CENACE. Este aplicará lo estipulado en los párrafos

precedentes para verificar que el contrato cumpla con la normativa vigente y emitirá su dictamen dentro de los plazos establecidos en el **Artículo 46.- Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista** de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Se considera que las nuevas condiciones contractuales permanecen activas hasta que el CENACE emita el pronunciamiento aceptando los cambios. De negarse las modificaciones se continuará liquidando con las anteriores condiciones contractuales.

3.3. MERCADO OCASIONAL (SPOT).

Los generadores podrán vender energía en el mercado ocasional. los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional.

El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, comunicará a todos quienes intervengan en el mercado, el precio de venta de la energía para cada periodo horario, determinado como el costo marginal horario. Este precio será igual para todas las ventas realizadas durante el periodo de que se trate. A este precio se agregara el valor del cargo de capacidad o potencia establecido en el reglamento correspondiente, siempre y cuando esta potencia no esta comprometida en contratos.

Las transacciones en dicho mercado se ajustaran a las siguientes reglas:

a) Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el CENACE, conforme lo establece esta Ley; y,

b) Las compras que realicen los generadores, distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizaran al precio marginal horario que indique el CENACE.

A este precio se agregara el valor del costo de capacidad o potencia y el costo de las perdidas del sistema nacional de transmisión, cargos que son definidos en el reglamento respectivo.

CAPÍTULO 4

PROCESO PARA TRANSACCIONES DE

ENERGÍA Y POTENCIA

El CENACE realiza el proceso de la liquidación diaria de las transacciones de energía y potencia, las cuales luego de su publicación y revisión por parte de los diferentes actores del MEM, procede a calcular los valores totalizados del mercado ocasional y de los servicios adicionales que presta el MEM que deben cobrar o pagar los diferentes actores del mercado.

El CENACE como Administrador de las Transacciones Económicas en el MEM, determina al finalizar cada mes, los valores económicos que cada agente debe cobrar o pagar por su participación en el mercado, tal como se establece en los artículos 8 y 9 del Reglamento de Funcionamiento del Mercado.

4.1. DATOS PARA MEDICIÓN DE ENERGÍA (BRUTA, NETA y AUXILIARES).

La Regulación No. CONELEC 005/06 “Sistema de Medición Comercial–SISMEC del Mercado Eléctrico Mayorista –MEM- define los requisitos técnicos y las condiciones de funcionamiento del SISMEC que deben cumplir los agentes para que el CENACE disponga dentro de los plazos establecidos, de manera segura, oportuna y confiable, de la información necesaria para la liquidación de las transacciones del MEM. La información que forma parte para la realización de las liquidaciones son valores de energía, que en cuartos horarios registra el medidor de energía bruta, medidor de energía neta y el medidor de consumo de auxiliares.

Estos equipos de medición de energía) están ubicados de acuerdo a lo indicado en la Regulación CONELEC 005/06, es decir:

- Energía Neta: En los puntos de frontera de la central.
- Energía Bruta: En los bornes del generador.

- Energía para Auxiliares: En caso de que las instalaciones no permitan establecer el consumo de auxiliares a través el medidor de energía neta, será necesaria la medición en el (los) alimentador (es) para consumo de auxiliares.

Además se debe disponer de medidor/registrador bi-direccional, con su respaldo correspondiente en todos los casos. Proceder con la instalación de los equipos de medición y proveer los medios de comunicación para propósitos de lectura remota desde el CENACE.

Estos equipos de medición de energía según Regulación CONELEC 005/06 deben disponer de los siguientes canales de registro:

- Canal 1: Energía Activa Entregada.
- Canal 2: Energía Activa Recibida.
- Canal 3: Energía Reactiva Entregada.
- Canal 4: Energía Reactiva Recibida.
- Canal 5: Aparente Entregada
- Canal 6: Aparente Recibida.
- Canal 7: Parámetros de calidad de energía.
- Canal 8: Parámetro de calidad de energía.
- Canal 9: Voltaje promedio.
- Canal 10: Corriente promedio.

De los canales mencionados anteriormente se utilizan los primeros cuatro canales, puesto que estos son los que nos sirven para realizar el calculo de las transacciones en el MEM.

Medidor registrador de energía bruta:

De este medidor los dos primeras canales 1 y 2 (columnas) de registros se usan para realizar el cálculo de la energía bruta; la diferencia cuarta horaria de la energía entregada canal uno y energía recibida canal dos, es el resultado de la producción de la energía en bornes de generación; es decir, la suma de los cuatro primeros registros cuartos de hora pertenecen a la hora uno; la suma de los cuatro registros siguientes pertenecen a la hora dos y a si sucesivamente hasta obtener las veinte cuatro horas del día de generación. En el cuadro A, se muestra los registros del medidor de bruta para un día, el cual consta de noventa y seis registros cuartos horarios, de los cuales se obtiene el resumen de las veinte cuatro horas (cuadro B).

CUADRO. B**DATOS HORARIOS DEL MEDIDOR DE ENERGÍA BRUTA**

HORA1	65.063,02
HORA2	65.051,02
HORA3	64.977,03
HORA4	64.991,02
HORA5	65.007,03
HORA6	65.083,02
HORA7	65.053,02
HORA8	65.171,02
HORA9	65.369,02
HORA10	65.665,02
HORA11	65.395,02
HORA12	65.135,02
HORA13	63.839,04
HORA14	65.029,02
HORA15	64.771,03
HORA16	64.799,03
HORA17	65.865,01
HORA18	66.287,01
HORA19	65.681,01
HORA20	65.341,02
HORA21	65.159,02
HORA22	65.059,02
HORA23	65.249,02
HORA24	65.197,02
TOTAL	1.564.236,53

Medidor registrador de energía Neta:

De este medidor los registros de los dos primeros canales se usan para realizar el cálculo de la energía neta; la diferencia cuarta horaria de la energía entregada canal uno y energía recibida canal dos (el canal dos pertenece al consumo de auxiliares recibidos (externos) que necesita la planta generadora para cubrir sus propios auxiliares de planta); es el resultado de la producción de la energía neta o energía neteada la cual es entregada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ya sea en el mercado ocasional (Spot) o en el mercado de contratos; es decir, la suma de los cuatro primeros registros cuartos de hora

pertenecen a la hora uno; la suma de los cuatro registros siguientes pertenecen a la hora dos y a si sucesivamente hasta obtener las veinte cuatro horas del día de generación.

Para el cálculo de la energía horaria neta se tienen las siguientes condiciones:

Condición 1: Se la ejecuta sí, la diferencia del registro de energía entre el canal uno y el canal dos es un valor mayor que cero; por lo referido la energía neta que recibe el Mercado eléctrico mayorista es el siguiente:

Energía Neta = (C1 cuarto de hora - C2 cuarto de hora); si: C1 cuarto de hora > C2 cuarto de hora

Condición 2: Se la ejecuta sí, la diferencia del registro de energía entre el canal uno y el canal dos es un valor menor que cero; por lo referido, la energía neta que recibe el mercado eléctrico mayorista es cero, tal como se muestra a continuación.

Energía Neta = 0; si: (C1 cuarto de hora - C2 cuarto de hora) < 0

En el cuadro. C, se muestra los registros del medidor de bruta para un día, el cual consta de noventa y seis registros cuartos horarios, de los cuales se obtiene el resumen de las 24 horas (cuadro. D).

CUADRO D

DATOS HORARIOS DEL MEDIDOR DE ENERGÍA NETA

HORA1	61.693,04
HORA2	61.707,04
HORA3	61.651,05
HORA4	61.663,05
HORA5	61.671,05
HORA6	61.737,03
HORA7	61.717,04
HORA8	61.847,01
HORA9	61.982,98
HORA10	62.190,94
HORA11	61.926,99
HORA12	61.695,04
HORA13	60.429,31
HORA14	61.569,07
HORA15	61.287,13
HORA16	61.297,13
HORA17	62.384,90
HORA18	62.886,79
HORA19	62.266,92
HORA20	61.924,99
HORA21	61.769,03
HORA22	61.661,05
HORA23	61.903,00
HORA24	61.863,01
TOTAL	1.482.724,56

Del cuadro C, los registros del medidor de neta se obtiene también la energía reactiva, la cual es la diferencia cuarta horaria de la energía reactiva entregada canal tres y energía reactiva recibida canal cuatro; así mismo, de los noventa y seis registros cuartos horarios, se obtiene el resumen de las veinticuatro horas para la energía reactiva.

En la Regulación No. CONELEC – 004/02 “TRANSACCIONES DE POTENCIA REACTIVA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA”, numeral 4.2.2, literal a) en la cual indica en que En el caso de los generadores, se tomará en cuenta la generación de reactivos solamente cuando opera como compensador síncrono.

4.2. CALCULO DE ENERGÍA PARA CONSUMO DE AUXILIARES.

El cálculo de la energía para consumo de auxiliares se lo realiza a través de los registros de energía del medidor de bruta y neta; por concepto, se obtiene que la energía bruta es la suma de la energía neta mas el consumo de auxiliares totales la cual es el la suma de los auxiliares internos y auxiliares externos.

La propia producción de energía de las unidades generadoras cubren los consumos internos de la planta (auxiliares internos), mientras que los auxiliares externos (canal dos del medidor registrador de neta) son los que se toman del mercado ocasional para cubrir los consumos internos que no alcanzaron ser cubiertos por la propia generación de la planta.

Para el cálculo de la energía para consumo de auxiliares se tienen las siguientes condiciones:

Condición 1: Se la ejecuta sí, la energía bruta es mayor a cero y la diferencia del canal uno y el canal dos del medidor registrador de energía neta es mayor a cero; por lo referido, la energía de consumo de auxiliares es la diferencia horaria de la energía bruta y de la energía neta.

Condición 2: Se la ejecuta sí, la diferencia cuarta horaria del canal uno y el canal dos del medidor registrador de energía de neta es menor que cero, por lo referido, la energía de consumo de auxiliares es el valor absoluto de la diferencia del canal uno y el canal dos del medidor registrador de energía neta.

Condición 3: Se la ejecuta sí, la energía bruta es mayor que cero y la diferencia del canal uno y el canal dos del medidor registrador de energía neta es menor que cero, por lo referido, la energía de consumo de auxiliares es la suma de la energía del medidor de

bruta y el valor absoluto de la diferencia del canal uno y el canal dos del medidor registrador de energía neta.

Los auxiliares externos en cada hora del día se los calcula como la diferencia del absoluto de los auxiliares totales (internos más externos) y la diferencia del absoluto de la energía bruta y neta es decir:

$$\text{Auxiliares externos } h1 = (\text{Aux totales } h1) - \text{abs}(E \text{ brutah1} - E \text{ netah1})$$

h = Hora.

Las unidades de generación que toman de la energía del sistema para alimentar sus sistemas secundarios (auxiliares) deben pagar por este consumo de energía de auxiliares externos al costo marginal horario en su nodo.

Para una hora dada:

Donde:

$$(\text{PECAG} = \text{FNG} \times \text{PEBM} \times \text{ECAG})_{h,i} \text{ [US\$]}$$

PECAG = Pago por la energía consumida en auxiliares por los generadores a la hora h

FNG = Factor de Nodo del generador a la hora h .

PEBM = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (US\$ / Kwh.)

ECAG = Energía consumida en auxiliares por el generador a la hora h (Kwh.)

h = Hora.

i = Unidad de generación correspondiente.

4.3. CALCULO DE ENERGÍA PARA EL MERCADO DE CONTRATOS.

Los Generadores son los agentes responsables de reportar al CENACE la información relativa a los contratos, estos se celebran entre:

- Generadoras y los agentes distribuidores.
- Generadores y grandes consumidores.
- Distribuidores y grandes consumidores; si hay comercializadores entonces se celebrarían contratos a plazo entre Generadores y comercializadores; y Comercializadores y grandes consumidores.

4.3.1. DEMANDA DE ENERGÍA.

En la actualidad, cuando alguien actúa sobre uno de los interruptores de casa o del trabajo, no pasa por su mente la posibilidad de que la compañía suministradora lo haya dejado sin “luz. La consecuencia inmediata es que la generación producida por el conjunto de generadores del sistema debe ajustarse al consumo de energía demandada en cada uno de estos instantes.

Si se divide el año en intervalos infinitesimales se puede asegurar que, a lo largo y ancho de todo el sistema, en cada uno de esos intervalos se oprime el botón del mecanismo de un gran número de interruptores, que son accionados por los clientes a su libre albedrío para hacer uso, o dejar de utilizar, la energía eléctrica. La suma de todas y cada una de las potencias consumidas en el mismo instante es lo que denominamos **Demanda de Energía**.

Así, se puede hablar de demanda instantánea, que es la potencia eléctrica consumida en todo el sistema en un instante concreto, o de demanda horaria, que es la energía absorbida en el sistema durante una hora. Y también de energía diaria, es decir, el consumo de energía eléctrica a lo largo de un día en el sistema

eléctrico. La demanda es el mejor indicador de la carga de trabajo a la que se esta sometiendo al conjunto del sistema eléctrico. Pero la importancia de su valor no se queda en un dato indicativo, si no que es un claro reflejo de la actividad económica y del bienestar del país.

Dado que la energía eléctrica no se puede almacenar como tal de forma significativa, y dado que los grupos generadores precisen de tiempos de arranque que pueden ser de muchas horas, es necesario contar con una previsión de demanda lo más ajustada posible a la que vaya hacer realidad para preparar, programar y disponer la generación necesaria para su satisfacción. Además, tanto los equipos generadores como las redes de transporte y distribución precisan de mantenimientos, por lo que es preciso conocer la evolución futura de la demanda para encajar el mantenimiento, de forma que siempre haya generación y elementos de transporte disponibles para dar el servicio. Finalmente es necesario prever la evolución crecimiento de la demanda de energía a lo largo de los años, para ajustar las inversiones en nuevo equipo generador y de transporte y continuar garantizando la cobertura de servicio. Todo ello buscando el menor costo y por consiguiente, la mínima repercusión en el precio que han de pagar los consumidores.

SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA A MEDIANO PLAZO.

Para la simulación de la operación económica del sistema, se aplicará un modelo utilizando las herramientas que dispone o disponga para este fin el CENACE.

La simulación de la operación económica óptima del sistema se realizará para un horizonte de planificación de un año, con etapas mensuales (mediano plazo), comienza en octubre de un año y concluye en septiembre del próximo año.

Uno de los objetivos de la simulación es determinar un Programa de Generación para cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica del sistema, teniendo en consideración el estado del sistema, las previsiones de demanda en el mercado, los escenarios de afluencias hídricas y las restricciones operativas. En la simulación se calculará la operación del sistema de modo de atender la demanda mensual prevista, al mínimo costo posible, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

La información básica del sistema, que se requiere para ejecutar la simulación de la operación económica con un horizonte de un año (mediano plazo), en etapas mensuales, es la siguiente:

- Proyecciones de demandas mensuales de potencia y energía del SNI.
- Políticas de evolución de los niveles de los embalses durante el año hidrológico.
- Políticas de reservas energéticas en los meses del periodo seco.
- Previsión de caudales medios mensuales afluentes a cada una las plantas hidroeléctricas del sistema, para varios escenarios hidrológicos preparados con base en la información hidrológica y climatológica disponible, partiendo desde un escenario base que tenga una probabilidad de excedencia de 90% mensual (hidrología seca).
- La disponibilidad de las unidades de generación e interconexiones internacionales durante el periodo seco.
- Fechas de entrada en operación de nuevas centrales de generación.

- Programas de mantenimiento de la red de transmisión.
- Programas de mantenimiento de las unidades de generación a ser despachadas centralmente.
- Restricciones operativas del SNI.
- Rendimientos medios de cada unidad de generación.
- Costos variables de generación determinados en función de los precios internacionales de los combustibles.
- Factores de nodo de cada generador.

Los resultados de la simulación que se utilizarán para el cálculo de la PR, se refieren a los aportes de producción mensual de energía de las unidades de generación, que se espera, serán entregados en la Barra de Mercado durante la siguiente estación seca del sistema.

DESPACHO ECONÓMICO HORARIO.

Este proceso lo centraliza el CENACE y lo programa con sujeción a las normas establecidas en el Reglamento de Despacho y Operación del SNI, Artículo 8. El procedimiento a seguirse se detalla a continuación.

Demanda Horaria.

Para fines del cálculo de la PR, el Despacho Económico Horario se ejecutará sobre curvas de carga de días típicos, representativas de cada uno los meses de la estación seca. Estas curvas estarán compuestas de 24 bloques horarios. Dependiendo de las variaciones que se produzcan en la demanda se pueden optar por los siguientes días tipo:

Tipo 1: días martes, miércoles, jueves

Tipo 2: días lunes y viernes

Tipo 3: días sábado

Tipo 4: días domingo

Tipo 5: días festivos

Para simplificar el proceso, también se puede agrupar los días tipo, tales como:

Tipo 6: días de lunes a viernes

Tipo 7: días sábado y domingo

En esta opción los días festivos se consideran como similares a días sábado o domingos

Los coeficientes de forma de las curvas de carga serán obtenidas de la estadística de demanda máxima horaria disponible en el CENACE y que se establece como la relación entre la demanda del bloque horario correspondiente con respecto a la demanda máxima que ocurre en los días típicos del mes considerado.

La demanda horaria, en cada curva típica de carga, se obtendrá multiplicando el coeficiente de forma de la curva tipo por la demanda máxima que ocurre en el mes y días típicos correspondientes. El nivel de demanda horaria será reajustado de forma que la suma de energías diarias de todos los días típicos de un mes, sea igual a la proyección de demanda de energía mensual considerada en la simulación de la operación de mediano plazo.

Prioridad de Despacho de las Unidades.

El despacho económico horario se ejecutará en orden de mérito establecido según el costo variable de producción declarado por el generador, comenzando por la planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica que tenga el menor costo variable de

generación, seguida por la siguiente planta o unidad de menor costo variable y así sucesivamente.

El costo variable a nivel de Barra de Mercado se obtiene a partir de los costos variables a nivel de barra de generación dividida por los correspondientes factores de nodo estabilizados.

Periodos Horarios.

El Reglamento de Tarifas, Artículo 8 identifica los siguientes períodos horarios

- De punta: Desde las 17:00 hasta las 22:00 de lunes a domingo;
- De demanda media: Desde las 07:00 hasta las 17:00 de lunes a viernes; y
- De base: Las restantes horas de la semana.

Los días festivos nacionales se consideraran horas de punta y base similares a las del día domingo.

4.3.2. LIMITE DE ENTREGA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS.

El límite de entrega de energía a las distribuidoras es un valor energía que se asigna en cada hora a cada generador y distribuidor, lo cual sirve para mantener un margen de confiabilidad para el cumplimiento de los contratos.

4.3.3. REPARTO DE ENERGÍA A LAS DISTRIBUIDORAS.

De acuerdo a los contratos pactados entre el distribuidor y el generador se procede a calcular la energía horaria entregada a contratos por cada unidad de generación. El proceso que aplica el CENACE para la repartición de energía a cada distribuidora es el siguiente:

Repartición de energía a cada distribuidor:

$$EcGih = (EnetaGih * (Dj/Dt)) - lim$$

Donde:

EcGih: Energía horaria de contratos que entrega un generador a una distribuidora en una hora.

EnetaGih: Es la energía neta horaria producida por un generador en una hora.

Dj: Es la demanda horaria total del distribuidor en una hora.

Dt: Es la suma de las demandas horarias totales de las distribuidoras.

Lim: Es un valor limite horario de confiabilidad que se asigna a cada generador para cada distribuidor.

4.4. CALCULO DE ENERGÍA PARA EL MERCADO OCASIONAL (SPOT).

Para las transacciones en el Mercado Ocasional, el CENACE liquidará diariamente al generador y establecerá mensualmente las obligaciones y derechos comerciales de cada uno de los agentes del MEM, respecto de las transacciones de potencia y energía

realizadas, otras remuneraciones aplicables a la generación, las tarifas de transmisión y peajes de distribución.

Las obligaciones y derechos comerciales serán determinados por el CENACE, singularizadas, mediante una liquidación proporcional en base a la participación de del generador en las transacciones económicas del Mercado Ocasional.

El método para esta determinación será elaborado por el CENACE y aprobado por el CONELEC.

Es responsabilidad del generador entregar al CENACE toda la información para llevar a cabo la liquidación o alternativamente, permitir al CENACE el acceso oportuno a fin de que recolecte dicha información, de conformidad con los requerimientos establecidos en los procedimientos del MEM.

Si dentro de los plazos establecidos en dichos procedimientos, a los efectos de elaborar en tiempo y forma la información necesaria para la liquidación, no se cuenta con la información completa, el CENACE procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance.

El procedimiento para la entrega o acceso de la información para las liquidaciones lo determinará el CONELEC.

El CENACE elaborará un reporte diario sobre la liquidación de transacciones de queda uno de los generadores; el que será puesto en conocimiento de la misma en la página Web del CENACE.

De los plazos para la realización del proceso de liquidación son los siguientes:

Primer día posterior al de operación: Hasta las 24:00 de este día el CENACE procederá a publicar la información de la medición, en función de los reportes de los generadores y de la medición asociada al enlace internacional. Para el caso de una exportación de

electricidad, el CENACE publicará el costo marginal de mercado, considerando la demanda internacional.

Segundo día posterior al de operación: Hasta las 24h00 de este día el CENACE recibirá las eventuales observaciones de los representantes de los generadores a la información publicada en el primer día. Dichas observaciones podrán ser verbales o por otra vía de comunicación de acuerdo a lo establecido por el CENACE.

Tercer día posterior al de operación: En el transcurso de este día, hasta las 24h00, el CENACE realizará la publicación de la liquidación, en el caso de que el sistema sea importador. Para el caso de una exportación, el CENACE publicará el precio de oferta estimado en el nodo frontera.

Cuarto y Quinto días posteriores al de operación: En el transcurso de este periodo y a más tardar hasta las 12h00 del quinto día, los representantes de los generadores deberán observar y comentar sobre la liquidación publicada por el CENACE el tercer día. Dichas observaciones podrán ser verbales o por escrito.

Sexto día posterior al de operación: Hasta las 11h00 de este día, el CENACE procederá a publicar la segunda liquidación, considerando las eventuales correcciones que se hayan presentado en las lecturas de los medidores y las observaciones presentadas por el representante de los generadores; adicionalmente informará los precios de oferta en el nodo frontera, para los periodos en que el sistema ecuatoriano haya importado electricidad.

Séptimo y Octavo días posteriores al de operación: Durante este periodo, el CENACE recibirá los comentarios y observaciones a la liquidación publicada el sexto día. En este caso, el CENACE dará curso únicamente a las observaciones del representante del generador que sean presentadas por escrito.

El CENACE dispondrá de 48 horas, posteriores a la recepción de las observaciones, para responder al representante del generador. Por parte del CENACE el plazo máximo establecido para efectuar reliquidaciones de las transacciones es de un año.

Resumen mensual de la liquidación:

Hasta las 24h00 del sexto día del mes siguiente al de operación, el CENACE procederá a publicar un resumen mensual de la liquidación, en el que constará:

- Las energías horarias correspondientes a las TIE.
- El precio de oferta en el nodo frontera, para los casos en que el sistema ecuatoriano haya sido exportador.
- El costo marginal de mercado considerando el precio de oferta del sistema exportador, para los casos en que el sistema ecuatoriano haya sido importador.
- La liquidación de los costos fijos, acordados con el Perú tanto para importación como para exportación.

En el resumen mensual de la liquidación, se estimará la liquidación diaria correspondiente a los tres últimos días del mes, puesto que el proceso diario no puede ser completado debido a que el CENACE requiere tener el resumen de la liquidación mensual hasta este día.

Durante el séptimo y octavo días del mes siguiente al de operación, a más tardar hasta las 24h00 del octavo día, el CENACE procederá a recibir comentarios y observaciones al resumen mensual de la liquidación, únicamente para los conceptos liquidados por primera vez, que no son parte de la liquidación diaria, y a las observaciones previas que no fueren consideradas por el CENACE.

En este caso, el CENACE dará curso únicamente a las observaciones del agente generador que sean presentadas por escrito, disponiendo la Corporación de 48 horas, posteriores a la recepción de las observaciones, para responder al agente generador.

De la facturación mensual:

Cada mes y una vez completado el proceso de reporte de transacciones comerciales correspondiente al mes anterior, el agente generador emitirá las correspondientes facturas observando las disposiciones contenidas en la Ley de Régimen Tributario, sus reglamentos relacionados y las disposiciones emitidas por el Servicio de Rentas Internas en esta materia.

En las facturas se reportarán todas las transacciones que hayan sido liquidadas durante los días del mes inmediatamente anterior.

A más tardar hasta las 24H00 del decimosegundo día, el CENACE realizará la facturación interna al agente generador, que deberá incluir las transacciones internacionales de electricidad. Para el caso de las reconciliaciones, en la factura de los distribuidores y grandes consumidores del MEM deberán estar reflejados los créditos o débitos correspondientes, en función de la energía retirada por aquellos en el MEM.

De existir mutuo acuerdo entre el agente generador y el CENACE, el agente generador podrá otorgar un poder especial al CENACE, para la emisión de las 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.

La regulación que indica estas obligaciones y derechos es la Regulación CONELEC 007/00 “Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista” Numeral 7.1; “Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista”

Cap. V Regulación No. CONELEC 006-06 “Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad” Numeral 20.

4.4.1. ENERGÍA VENDIDA AL MERCADO SPOT.

La energía entregada por el generador hora a hora al Mercado Ocasional se determina considerando la energía entregada en su nodo (energía neta) y la energía pactada en contratos.

Para una hora dada:

$$(ENMO = EN - Ec)_{h,i} ; [MWh]$$

Donde:

ENMO = Energía neta entregada en el mercado ocasional.

EN = Energía neta generada.

Ec = Energía contratada.

h = Hora.

i = Unidad de generación correspondiente.

MWh = Megavatios por hora.

4.4.2. ENERGÍA COMPRADA AL MERCADO SPOT.

La energía que se compra en el mercado spot es la energía que se utiliza para cumplir con los contratos pactados entre el generador y el distribuidor, así como

también se compra energía al mercado spot para cubrir el propio consumo de auxiliares.

4.5. RESTRICCIONES OPERATIVAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN.

Las Restricciones Operativas son las limitaciones impuestas por la red de Transmisión o por los Agentes del MEM que impiden la ejecución del despacho económico y ocasionan diferencias entre la producción prevista de los generadores en el despacho económico y el despacho real o incluso la operación de plantas diferentes a las que habían sido consideradas en el despacho económico.

Luego de finalizada la etapa de operación experimental y una vez cumplidos con todos los requisitos exigidos en la normativa vigente, el Generador comunicará oficialmente al CENACE, la disponibilidad de la nueva unidad para que sea considerada en el Despacho Económico del MEM, dando inicio a su operación comercial.

La generación fuera de mérito corresponde a las unidades de generación despachadas que no están en la posibilidad de marcar precio cuyo costo en barra de mercado es superior al precio horario de la energía. La Regulación CONELEC 002/00 dispone el cubrimiento de al menos los costos operativos de estas unidades.

La generación entregada al SNI será calificada como: operación normal, obligatoria, forzada, inflexible o no solicitada, dependiendo de las condiciones bajo las cuales ingresan a la operación. Esta calificación la realiza el CENACE al final de cada hora.

Los sobrecostos introducidos al sistema por la operación fuera de mérito deben ser cubiertos generalmente por la demanda, o en el caso que aplique, por el agente que causó la restricción:

CÓDIGOS UTILIZADOS PARA LA CALIFICACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS:

Los códigos asignados por el CENACE para las restricciones operativas de las unidades de generación son las siguientes:

- Operación Normal o económica código (1).
- Generación Obligada. Código (2).
- Generación Forzada. Código (3).
- Generación Inflexible. Código (6).
- Generación No Solicitada. Código (7).
- Generación por Pruebas. Código (5).

4.5.1. GENERACIÓN NORMAL.

La generación normal o económica se da cuando los costos variables de producción de un generador son menores al precio horario en la barra de mercado.

Para remunerar a un generador si ha sido despachado como generación normal se emplea el precio en la barra de mercado.

Donde:

$$(GN = EN * FN * PEBM)_{h,i} \text{ [USD]}$$

EN = Energía neta entregada por un generador.

PEBM = Precio de la energía en la barra de mercado a la hora.

h = Hora.

i = Unidad de generación correspondiente.

4.5.2. GENERACIÓN OBLIGADA.

Se puede considerar obligada cuando el costo variable de la unidad es alto comparada con el precio en la barra de mercado; esto sucede principalmente en la época lluviosa.

El CENACE determina cuando una unidad está generando como obligada

Cuando la unidad de generación tiene una calificación (2), se lo remunera al CVP, considerando la energía bruta producida; será cubierto por los agentes beneficiarios del SNI o del área correspondiente, en forma proporcional a la energía que retiren del mercado.

Para remunerar a un generador si ha sido despachado debido a una Restricción Operativa ó Generación Obligada se emplea el costo variable en lugar del precio de mercado, y se le remunera a su costo variable declarado siempre y cuando éste no sea inferior al costo marginal.

Donde:

$$(RENEMOG = CVG \times EBMOG)_{h,i} ; \text{ [USD]}$$

EBMOG = Energía bruta destinada a levantar la restricción o por generación obligada

RENEMOG = Remuneración al generador al precio distinto al de Mercado.

CVG = Costo variable declarado por el generador forzado u obligatorio

h = Hora.

i = Unidad de generación correspondiente.

Los sobrecostos producidos por esta práctica, de existir, son calculados para una hora determinada de la siguiente manera:

$$(\text{SCOG} = \text{CVG} \times \text{EBMOG} - \text{ENEG} \times \text{FNG} \times \text{PEBM})_{h,i}; \text{ [USD]}$$

Donde:

SCOG = Sobrecosto de la restricción o generación obligada producido al ser despachado o permanecer funcionando el generador forzado u obligado a la hora h

CVG = Costo variable declarado por el representante del generador forzado u obligado

EBMOG = Energía bruta destinada a levantar la restricción o por generación obligada

ENEG = Energía neta entregada por el generador forzado u obligado a la hora h

FNG = Factor de Nodo de del generador antieconómico a la hora h

PEBM = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h

h = Hora.

i = Unidad de generación correspondiente.

Las unidades de generación que se encuentren en la etapa de pruebas y operación experimental, por constituir una generación obligada, no serán consideradas para

determinar el costo marginal horario de la energía en el despacho económico que realiza el CENACE.

4.5.3. GENERACIÓN FORZADA.

Una máquina entra a operar con el carácter de forzada cuando su ingreso se debe a una restricción operativa o cuando se desea mantener calidad de servicio local, como por ejemplo bajos voltajes o sobrecarga de transformadores y líneas.

La operación de estas unidades se remunera a costo variable.

Esta operación puede ocasionar sobrecostos. Los sobrecostos que producen son asumidos por el Agente responsable de la restricción.

El CENACE considera una unidad forzada cuando esta unidad no ha sido considerada en el despacho programado diario o en ciertos casos a una determinada potencia y por razones de contingencia, la unidad tiene que salir o entrar en línea; o bajar o subir potencia.

Cuando la unidad de generación tiene una calificación (3) se lo remunera al CVP, considerando la energía bruta producida; el sobrecosto será cubierto por los agentes causantes de la restricción (considerando los tiempos mínimos de operación de las unidades).

Los sobrecostos producidos por esta práctica, de existir, son calculados para una hora determinada de la siguiente manera:

$$\text{\$Sobrecosto (GF)} = E_b \times C_v - E_n \times PEBM \times FN.$$

4.5.4. GENERACIÓN INFLEXIBLE.

Se consideran generación inflexible cuando, por causa del generador o importador, se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas de una unidad de generación o importación, dentro de los límites operativos declarados por el agente y aceptados por el CENACE.

La operación de estas unidades se remunera a costo variable.

4.5.5. GENERACIÓN NO SOLICITADA.

La Generación no solicitada corresponde al SNI, por causa del generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por el CENACE, considerando los tiempos de arranque y parada declarados por el Agente y aceptados por el CENACE.

La energía producida por esta causa no será remunerada al agente respectivo.

Esta energía será asignada en forma proporcional a los generadores participantes en la regulación secundaria de frecuencia.

4.5.6. GENERACIÓN POR PRUEBAS.

Todas las pruebas deben ser coordinadas previamente con el CENACE y se remuneran empleando el menor valor entre el costo variable de producción de la

máquina y el costo marginal horario; es decir, esta remuneración no podrá ser superior al costo marginal horario del mercado.

Según REGULACIÓN No. CONELEC – 008/99 (3.1.1) la generación por pruebas remuneran de la siguiente manera:

- Se remunerará la energía térmica producida en la etapa de pruebas y de operación experimental, únicamente para período hidrológico seco y para una generación continua de por lo menos una hora.
- No se remunerará la producción termoeléctrica, durante la etapa de pruebas, cuando estas se realicen en períodos en que el Despacho Económico que efectúa el CENACE, determine vertimiento o riesgos de vertimiento en las centrales hidroeléctricas.

Si se trata de una Auditoria de Costos Variables / Verificación de parámetros siempre se remunera.

- No se reconocerá ningún cargo por potencia en el período de pruebas y de operación experimental, y para las liquidaciones, los Distribuidores pagarán al Costo Marginal del Mercado; y, en caso de existir una diferencia, esta se acreditará al generador que fue sustituido para permitir la operación experimental.

4.6. CUMPLIMIENTO DE LA RESERVA PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF).

La Regulación de Frecuencia es el aporte que cada unidad realiza en situaciones que existe un desbalance en el sistema, a fin de mantener la frecuencia del sistema dentro de

los límites establecidos, cumpliendo con el equilibrio entre la generación y la demanda, este aporte adicional es en base al estudio de la reserva que semestralmente realiza el CENACE.

El CENACE evaluará estacionalmente el porcentaje óptimo de reserva requerido para la Regulación primaria de frecuencia y será de cumplimiento obligatorio por parte de los generadores

En el caso de que el generador no cumpla con el porcentaje establecido, podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria, al precio unitario de potencia establecido por el CONELEC.

El CENACE establecerá mensualmente el valor que recibirá cada generador por la cantidad de potencia por reserva para regulación de frecuencia.

Para el cobro por conceptos de RPF, el CENACE determinará, una vez concluido cada mes y para el período total del mes concluido un valor por unidad de la RPF aportado al MEM.

Incumplimientos:

El CENACE debe informar al CONELEC y al resto de generadores del MEM el incumplimiento por parte alguna planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica de los compromisos de reserva regulante.

En el caso de que el CENACE determine que una unidad generadora no cumplió con su aporte comprometido a la RPF, debe considerar para el cálculo del pago por la potencia que no aportó a la RPF durante todo el período de incumplimiento.

De detectar dentro de los siguientes 6 meses un nuevo incumplimiento a su compromiso de Regulación Primaria, el CENACE debe informar al CONELEC para que suspenda al generador para efecto de RPF por un período de 6 meses.

De acuerdo a la Ley, se establece que todos los generadores deben aportar a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), esto implica que si uno o varios generadores no cumplen con el compromiso asignado este será cubierto por él o los generadores que tienen exceso de potencia, la cual irá a cubrir los déficit que se presentaren, por lo tanto, la remuneración entre generadores, se la realizaría cuando uno o varios generadores no cumplen con los requerimientos de potencia por reserva para RPF.

El porcentaje óptimo de reserva requerido para la regulación primaria de frecuencia, es determinado estacionalmente por el CENACE e involucra a todos los generadores.

En el caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido para la regulación primaria de frecuencia, este podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de su porcentaje asignado para regulación primaria, al precio unitario de la potencia Pp\$.

Se establece entonces en cada hora "h" para cada generador g, la potencia aportada para RPF, sobre la base del porcentaje de reserva para regulación primaria despachado en el generador y su relación con el compromiso que tienen los Generadores.

$$POTRPFhg = (RPFDESPhg - RPFOPThg)$$

$$RPFi = \% * Pdi \text{ [MW]}$$

i = unidad de generación

Pd = potencia de despacho

% = porcentaje exigido

Cada generador aporta un monto de potencia para RPF. El precio mediante el cual se determina la remuneración entre generadores es el precio designado para el pago de la potencia Remunerable Puesta a disposición Pp\$, en tal sentido, se prevé que la

remuneración o cobro entre generadores se la efectúa en forma mensual de la siguiente manera:

$$\text{REMRPF\$} = \text{POTRPFhg} * \text{Pp\$}$$

$$\text{COBRPF\$} = \text{POTRPFhg} * \text{Pp\$}$$

Donde:

REMRPF\$, = Remuneración mensual de cada planta o unidad por regulación primaria de frecuencia, cuando POTRPFhg es mayor que cero.

COBRPF\$, = Cobro que se realiza a cada planta o unidad por regulación primaria de frecuencia, cuando POTRPFhg es menor que cero.

Al finalizar cada mes, se deben totalizar el monto a remunerar y a cobrar por todos los generadores que aportaron o no potencia para regulación primaria de frecuencia, sumando las remuneraciones y cobros parciales de cada generador, de la siguiente forma:

$$\text{REMTOTRPF\$} = \sum_{g=1}^n \text{REMRPF\$}_g$$

$$\text{COBTOTRPF\$} = \sum_{g=1}^n \text{COBRPF\$}_g$$

Donde:

REMTOTRPF\$, = Remuneración total a los generadores g por regulación primaria de frecuencia.

COBTOTRPF\$, = Cobro total a los generadores g por regulación primaria de frecuencia.

4.7. POTENCIA A REMUNERAR PARA CADA GENERADOR.

La potencia Remunerable puesta a disposición es la cantidad de potencia activa que será remunerada a cada generador. El CENACE calculará estas potencias hasta el 30 de septiembre de cada año y tendrá vigencia para el siguiente ciclo operativo que va desde octubre a septiembre del año siguiente.

El cálculo se obtendrá mediante la utilización de sus potencias efectivas, períodos de mantenimiento y costos variables de producción, utilizando el procedimiento indicado en la Regulación 003/04 “Cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición”

De la remuneración por potencia remunerable puesta a disposición.

El CENACE establecerá mensualmente el valor que recibirá cada generador por la cantidad de potencia remunerable puesta a disposición.

La potencia media diaria será contrastada con la disponibilidad de combustible y será afectado por un factor en caso de que no exista suficiente combustible para una operación a plena carga. La potencia media resultante se comparará con la PR asignada y se sumará a la de menor valor tal cual lo mide la regulación 003/04.

De acuerdo a los procedimientos para la determinación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, la cual es calculada por el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año, se establece los montos de potencia a ser considerados a cada unidad termoeléctrica para la liquidación de potencia a los agentes generadores.

Estos montos de potencia son aplicables para cada mes del año analizado y por lo tanto, la potencia remunerable PR considerada para el generador. Es un valor constante para todos los meses del año. Por otro lado, el precio unitario de la potencia remunerar puesta a disposición Pp\$ con el cual se debe evaluar esta potencia para obtener la remuneración

por este concepto al generador, es un valor constante y definido por el CONELEC. De esta manera se establece la remuneración por Potencia Remunerable Puesta a Disposición REMPR\$g al generador para cada mes, como el producto entre, el Precio de la Potencia a Remunerar Pp\$ y el valor de potencia a remunerar total PRTOT del generador, obteniéndose la siguiente forma de cálculo:

$$\mathbf{REMPR\$ = Pp\$ * PRTOT \quad [US\$]}$$

Donde:

REMPR\$ = Remuneración por potencia remunerable puesta a disposición del generador

PRTOTg = Potencia remunerable total del generador (MW)

Pp\$ = Precio unitario de la potencia. (\$/Kw.-mes)

La potencia total a remunerar PRTOT del generador representa la suma de las potencias a remunerar de cada unidad térmica de su propiedad.

$$\mathbf{PRTOT = \sum_{i=1}^n PR_i \quad [USD]}$$

Donde:

PRi, = Potencia a remunerar de cada unidad termoeléctrica. (MW)

Esta PRi, dependerá de las características técnicas de la unidad y de las existencias de combustible.

Para el caso en el cual la unidad termoeléctrica del generador esté indisponible parcial o totalmente en el mes analizado, se determinará como potencia a remunerar PR, de cada unidad termoeléctrica, el menor valor entre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición PRPD y la potencia media puesta a disposición PMPD.

$$\mathbf{PRi = \min (PRi, PMPDi)}$$

i = unidad térmica

La PMPD de cada unidad será la correspondiente a la mínima que se obtenga entre la PMPD por características técnicas y por existencias de combustible, tal como se lo indica en el procedimiento de aplicación de la Regulación No.003/04 del CONELEC, mismo que forma parte referencial de este procedimiento

Al final de cada mes se debe obtener la remuneración total por potencia remunerable puesta a disposición de todos los generadores, como la integración de las remuneraciones mensuales de todos los generadores.

$$\text{REMTOTPR\$} = \sum_{g=1}^n \text{REMPR\$}_g$$

Donde:

REMTOTPR\$ = Remuneración total mensual a todos los generadores por Potencia Remunerable puesta a disposición.

Adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la Regulación vigente sobre Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD) y su procedimiento de aplicación, existe una remuneración adicional a unidades generadoras que ingresan, en los casos definidos en esta regulación, en calidad de reemplazantes de generadores indisponibles. La remuneración total al final de cada mes por este concepto estará definido por:

$$\text{REMTOTPRE\$} = \sum_{g=1}^n \text{REMPRE\$}_g$$

Donde:

REMTOTPRE\$, = Remuneración total mensual a todos los generadores por Potencia Reemplazante.

REMPRE\$g, = Remuneración mensual a cada generador g por Potencia Reemplazante

DECLARACIÓN DE IMPUESTOS Y TASAS POR LA COMPRA DE COMBUSTIBLES (IVA DE COMBUSTIBLE).

Los generadores declararan los montos de combustible utilizados para producir la generación neta vendida en el mercado ocasional y las cantidades de dinero pagadas por concepto de impuestos y tasas de modo que le sean reconocidos estos importes a las empresas generadoras en la liquidación de transacciones que efectúa el CENACE para la venta en el Mercado Ocasional.

POLÍTICAS PARA LA DECLARACIÓN:

El CENACE determinará los volúmenes de combustibles líquidos (bunker, diesel y nafta) consumidos únicamente para la energía termoeléctrica que se pone en el mercado ocasional. A estos volúmenes de combustibles, se aplicarán los porcentajes de impuestos y tasas que correspondan considerando los precios de combustibles vigentes en el mes de facturación, para así determinar los valores en dólares que se reconozcan a cada uno de los Generadores Termoeléctricos. Dichos valores serán recaudados de todos los Agentes, en forma proporcional a la energía retirada del Mercado Ocasional en el mes de facturación.

Para esta liquidación, los generadores presentarán copias de las facturas de compra de combustible líquido correspondientes al combustible usado en el mes de la declaración.

El CENACE elaborará los formularios para el conocimiento y aplicación de los Agentes. ELECTROGUAYAS S.A. deberá declarar de manera formal, a los 7 días calendario posterior a la terminación del mes de liquidación, los montos de combustible utilizados para la generación neta vendida en el mercado ocasional y las cantidades de dinero

pagadas por concepto de impuestos y tasas para producir esta energía en el formato proporcionado por el CENACE para estos efectos.

En el formulario deben constar los siguientes datos:

- **Agente:** nombre de la empresa que hace la declaración
- **Fecha:** fecha en la que el Agente hace la declaración
- **Mes de consumo:** mes de liquidación
- **Unidad 1,2,..., n:** nombre de cada unidad termoeléctrica que posee el Agente
- **Vol. C1:** son los volúmenes de combustible que cada unidad de generación necesitó para producir la energía neta vendida en el mercado ocasional en el mes de liquidación.

En caso de que se empleen dos tipos de combustible (diesel y bunker, por Ej.) y que se incluyan en la declaración de costos variables del CENACE, se colocará en la columna Vol. C2 los volúmenes correspondientes.

- **\$ C1:** dinero gastado por el generador por concepto de impuestos y tasas y que corresponde a los volúmenes Vol. C1. En caso de que se empleen dos tipos de combustible (diesel y bunker, por Ej.) y que se incluyan en la declaración de costos variables del CENACE, se colocará en la columna \$ C2 los montos de dineros correspondientes a Vol. C2.

- **Vol. tot:** volúmenes totales de combustible.
- **% tot:** dinero total gastado en impuestos y tasas por la energía neta vendida en el mercado ocasional en el mes de liquidación.

En el formulario deberá registrarse las fechas y los números de factura por combustible que respalden la información que se está declarando. Adicionalmente deberán enviarse copias de las facturas reportadas

En caso de que el séptimo día calendario corresponda a sábado, domingo o feriado nacional se trasladará la fecha máxima de declaración para el día laborable siguiente.

La copia de esta información también deberá enviarse mediante un archivo de Microsoft Excel a la dirección de correo electrónico de CENACE. Estos datos serán confirmados posteriormente con la información oficial que se reporte al CENACE en los plazos establecidos.

El CENACE, con la información acumulada de todos los Generadores y reportada en el formulario, determinará mensualmente el aporte de los Agentes proporcionalmente a la energía mensual que hubieran retirado del Mercado Ocasional; es decir, de los Distribuidores, Grandes Consumidores y Generadores que hubieran consumido energía para servicios auxiliares o para cumplir sus contratos a plazo.

Si el Agente Generador no hubiere declarado sustentadamente y en los plazos descritos en este procedimiento la información descrita en el formato y los documentos de respaldo, o la información se encontrare incompleta, el CENACE estimará los valores con la mejor información a su alcance utilizando un procedimiento alterno.

DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO:

Para cada hora, se calculará el volumen del combustible requerido para producir la energía vendida únicamente en el mercado ocasional de la siguiente manera:

$$\mathbf{VCMO = EMO / R}$$

Donde:

VCMO = Volumen de Combustible utilizado para producir la energía para la venta en el mercado ocasional.

EMO = Energía producida para la venta en el Mercado Ocasional

R = Rendimiento en Kwh. /Gln de combustible.

El valor de rendimiento para cada hora se calculará utilizando la energía bruta real producida por cada unidad de generación de la empresa y los consumos de combustibles reales enviados por las centrales.

La energía vendida en el Mercado Ocasional resultará de la energía total producida descontados los contratos a plazo vigentes en el mes de declaración, estos serán cálculos horarios.

El reconocimiento económico por el efecto de impuestos y tasas se calculará con base a los galones determinados corresponderá a la siguiente expresión:

$$\text{REIT} = (\text{PCIT} - \text{PC}) \times \text{Vcmo}$$

Donde:

REIT = Reconocimiento Económico por influencia de Impuestos y Tasas en el precio del combustible.

PCIT = Precio del Combustible con Impuestos y Tasas

PC = Precio del Combustible sin Impuestos y Tasas.

Este valor se calculará para cada hora y por acumulación se encontrará el valor del REIT mensual.

El valor de REIT que se remunerará a la empresa generadora; se obtendrá hora a hora de todos los Agentes, proporcionalmente a la energía que hubieran retirado del Mercado Ocasional; es decir, de los Distribuidores, Grandes Consumidores y Generadores que hubieran consumido energía para servicios auxiliares o para cumplir sus contratos a plazo.

CAPÍTULO 5

CÁLCULOS PARA LAS TRANSACCIONES DE LA

ENERGÍA Y POTENCIA DE LAS UNIDADES DE

GENERACIÓN DE ELECTROGUAYAS S.A. EN

EL AÑO 2007

Para realizar los cálculos de las transacciones en el Mercado Ocasional, se debe cumplir con lo establecido en la normativa vigente y los procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista. Es responsabilidad del agente generador entregar al CENACE toda la información para llevar a cabo la liquidación o alternativamente, permitir al CENACE el acceso oportuno a fin de que recolecte dicha información, de conformidad con los requerimientos establecidos en los procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista.

Si dentro de los plazos establecidos en dichos procedimientos, a los efectos de elaborar en tiempo y forma la información necesaria para la liquidación, no se cuenta con la información completa, el CENACE procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance.

El CENACE elaborará un reporte diario sobre la liquidación de transacciones del agente generador, el que será puesto en conocimiento en la página Web del CENACE.

PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL CÁLCULO DE LA ENERGÍA VENDIDA Y COMPRADA EN EL MEM.

Regidos por los procedimientos explicados en los capítulos anteriores para realizar los cálculos de las transacciones de energía y potencia de las unidades de generación térmica, se procederá para un mejor enfoque realizar el cálculo de la liquidación por cada unidad de generación con valores reales que correspondiente al mes de diciembre 2007, puesto que los datos para los cálculos son cuartos horarios, horarios y diarios y mensuales.

En el capítulo 4.1, se realizó el análisis cuarto horario de medición de energía, en la cual se obtuvo los datos horarios de la generación bruta, neta, auxiliares, y reactiva neta; con esta información y la proporcionada por CENACE se procederá a realizar la explicación y cálculos por unidad de generación con los siguientes rubros:

- **Por ingresos en el mercado ocasional y contratos.**

- Venta de energía en contratos.
- Venta de energía en el mercado ocasional.
- Generación obligada.
- Generación forzada.
- Reconocimiento de combustibles REG.003/03.
- Ingreso por regulación primaria de frecuencia.
- Venta de potencia en el mercado ocasional.

- **Por gastos operativos en el mercado ocasional.**

- Compra de auxiliares.
- Generación obligada.
- Generación forzada.
- Regulación primaria de frecuencia.
- Reconocimiento de combustible. REG.003/03
- Cargos por interconexión con Colombia.
- Energía comprada en el mercado ocasional para cubrir contratos.

Es importante mencionar que los rubros por ingresos, como por gastos operativos (egresos) se presentan ajustes (reliquidaciones) que son las facturaciones realizadas en un mes en particular luego, es necesario realizar ciertos ajustes a ciertos valores ocasionados por las variaciones de algunas variables que afectan los reportes de transacciones en un mes cualquiera. CENACE tendrá el plazo de un año para presentar los reportes de las reliquidaciones que se presenten.

Por el extenso procedimiento del cálculo y el uso de varias tablas de datos para la obtención de los rubros por ingresos y egresos de cada unidad de generación, se procederá a explicar en forma detallada la obtención de los rubros de la unidad TV2 (Central Gonzalo Zevallos), mientras que para las demás unidades de generación, TV3 (Central Gonzalo Zevallos), TV1 (Central Trinitaria), Y TG5 (Central Dr. Enrique García) se mostrará en forma resumida los resultados obtenidos de acuerdo al procedimiento explicará para la unidad TV2.

5.1. CENTRAL ING. GONZALO ZEVALLOS.

La central Gonzalo Zevallos está conformada por 2 unidades de generación a vapor TV2, TV3, y una unidad a diesel TG4, la cual no se mostrara su cálculo por estar indisponible desde el 31 de octubre de 2004.

Los datos usados para el cálculo de la unidad TV2 se encuentran en el ANEXO. A.

UNIDAD TV2

INGRESOS EN EL MERCADO OCASIONAL Y CONTRATOS

VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO DE CONTRATOS.

El cálculo de la energía neta entregada al mercado de contratos se lo realiza en forma horaria con respecto a la demanda de las distribuidoras, a lo pactado en contratos, al límite de confiabilidad por central de generación (datos proporcionados por CENACE), y la producción de la energía neta de las unidades de generación, la cual se reparte a cada una de las distribuidoras de acuerdo a su demanda horaria. Siendo el

mismo cálculo que se realiza en todos los días del mes, se ha escogido el día 3 del mes de diciembre para su mejor apreciación.

El cálculo de la energía neta horaria para la unidad TV2 que entrega la energía a contratos se lo realiza de la siguiente forma:

$$EC_{h1,D1} = (ENTV2_{h1}/1000*(DD_{h1,D1}/\sum DD_{h1}) - \lim_{D1,h1}*(ENTV2_{h1}/(ENTV2_{h1} + ENTV3_{h1})) \text{ (MWh)} \text{ ;(Formula 5.1.1)}$$

Donde:

EC_{h1,D1}: Energía de la unidad TV2 que entrega a contratos a una distribuidora en la hora 1. (MWh); (CUADRO No. A10)

ENTV2_{h1}: Energía neta de la unidad TV2 en la hora 1. (Kwh.); (CUADRO No. A6)

ENTV3_{h1}: Energía neta de la unidad TV3 en la hora 1. (Kwh.); (CUADRO No. A 6)

DD_{h1,D1}: Demanda de energía en la hora 1 de una distribuidora. (MWh); (CUADRO No. A7)

$\sum DD_{h1}$: Sumatoria de la demanda de todas las distribuidas en una hora. (MWh); (CUADRO No. A7)

lim_{D1, h1}: Limite de confiabilidad en la hora 1 por central de generación; (CUADRO No. A 10)

(ENTV2_{h1}/(ENTV2_{h1} +ENTV3_{h1})): proporcionalidad de la de energía horaria neta de la unidad TV2 con respecto a la unidad TV3 (KWh)

Reemplazando en la formula 5.1.1 los datos de los cuadros indicados anteriormente se tiene:

EC_{h1,D1} = 0,23 (MWh); Este valor que se muestra en el CUADRO No. A10 corresponde a la energía que entrega la unidad TV2 en la hora 1 a una distribuidora como por ejemplo a la distribuidora Ambato del día 3. De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega la unidad TV2 a contratos para las demás horas restantes y para todos los días del mes de análisis, valores de los cuales se muestran en el CUADRO No. A11 y A12. Obtenido los valores de energía que se entregan a contratos se procede a realizar el cálculo para el ingreso de la venta de energía por contrato horario, diario, por unidad y por distribuidora, la cual se obtiene del producto de la energía contratada

y el precio de la venta de energía pactada en contratos cuyo valor es de 60 (USD/MWh), valores de los cuales se muestran en el CUADRO No. A13 y A14.

VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.

La venta de energía en el mercado ocasional se la realiza después de haber cumplido con los contratos de las distribuidoras, tal como se lo explicó en el capítulo 4 numeral 4.4.1.; la cual resulta de la energía neta o neteada (CUADRO No. A2).

El cálculo de la energía entregada al mercado ocasional se lo realiza de la siguiente forma:

$$\text{ENMO TV2}_{h1} = \text{ENTV2}_{h1} - \text{Ec TV2}_{h1} \text{ (MWh); (Formula 5.1.2)}$$

Donde:

ENMO TV2_{h1}: Energía neta de la unidad TV2 entregada al mercado ocasional en la hora 1. (MWh); (CUADRO No. A15)

ENTV2_{h1}: Energía neta de la unidad TV2 en la hora 1. (KWh); (CUADRO No. A6)

Ec TV2_{h1}: Energía de contratos entregada por la unidad TV2 en la hora 1. (MWh); (CUADRO No. A10)

Reemplazando en la formula 5.1.2 los datos de los cuadros indicados anteriormente se tiene:

ENMO TV2_{h1} = 0,47 (MWh). Este valor que se muestra en el CUADRO No. A16 es la energía que entrega la unidad TV2 en la hora 1, del día 3 al mercado ocasional. De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega la unidad TV2 al mercado ocasional para las demás horas restantes y para todos los días del mes de análisis, valores de los cuales se muestran en el CUADRO No. A17.

Obtenido los valores de energía horario que se entregan al mercado ocasional, se procede a realizar el cálculo para el ingreso de la venta de energía al mercado

ocasional, el cual resulta del producto del valor de la energía horaria, el precio en barra de mercado en cada hora y el factor de nodo horario es decir:

$$IMO_{h1} = (ENMO_{TV2_{h1}}) * (PEBM_{h1}) * (FN_{h1}) \text{ (USD)} ; (\text{Formula 5.1.3})$$

Donde:

IMO_{h1}: Ingreso por venta de energía en el mercado ocasional en la hora 1. (USD); (CUADRO No. A16)

PEBM_{h1}: Precio de energía en la barra de mercado en la hora 1. (cUSD/KWh); (CUADRO No. A5)

FN_{h1}: factor de nodo en la hora 1; (CUADRO No. A4)

Reemplazando en la formula 5.1.3 los datos de los cuadros indicados anteriormente se tiene:

IMO_{h1} = 24,17 (USD). De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega al mercado ocasional la unidad TV2 para las demás horas restantes y para todos los días del mes de análisis, valores de los cuales se muestran en el CUADRO No. A16 y A17 respectivamente.

GENERACIÓN OBLIGADA Y FORZADA.

En el capítulo 4, numeral 4.5.2 y 4.5.3 se explicó que la generación se considera obligada cuando el costo variable de la unidad es mayor comparada con el precio en la barra de mercado, y además CENACE le asigna una calificación de 2, mientras que la generación forzada CENACE le asigna un valor de 3 cuando la máquina ingresa por una restricción operativa o cuando se requiere mantener calidad de servicio local, como por ejemplo bajos voltajes o sobrecarga de transformadores y líneas. La remuneración de ambos rubros se explicará para su mejor comprensión con valores reales del día 3 de diciembre a la hora 1, donde los considerandos son las siguientes:

1.- CENACE publica los datos horarios de potencia mínima (PM) y potencia máxima (0), y además publica los valores horarios por calificaciones (2) o (3) de acuerdo a los

considerandos explicados anteriormente, los cuales se muestran en el CUADRO No. A18 y A19 respectivamente.

2.- Los costos variables declarados mensualmente por los generadores son valores por unidad de generación a potencia máxima y a potencia mínima los cuales son publicados por CENACE en la página Web, estos valores se los asigna a cada hora de acuerdo a la asignación horaria de potencia máxima o mínima, tal como se muestra en el CUADRO No. A20.

Los sobrecostos por generación obligada o forzada de existir, son calculados para una hora determinada de la siguiente manera:

$$\text{SCOG} = \text{CVG} \times \text{EB}_{h1} - (\text{EN} \times \text{FNG} \times \text{PEBM})_{h1, \text{TV2}} \text{ (USD); (Formula 5.1.4)}$$

Donde:

SCOG: Sobrecosto de la restricción o generación obligada producido, al ser despachado o permanecer funcionando el generador forzado u obligado. (USD); (CUADRO No. A21 y A22).

CVG: Costo variable declarado por el generador forzado u obligatorio. (USD/KWh); (CUADRO No. A20)

EN: Energía neta producida por la unidad TV2 en la hora 1. (KWh); (CUADRO No. A2)

EB: Energía bruta a la hora 1 destinada a levantar la restricción o por generación obligada o forzada. (KWh); (CUADRO No. A1)

FNG: Factor de Nodo de del generador TV2 antieconómico en la hora 1. (CUADRO No. A4)

PEBM: Precio de la Energía en la barra de Mercado en la hora 1. (CUADRO No. A5)

Reemplazando en la formula 5.1.4 los datos de los cuadros indicados anteriormente se tiene:

SCOG = 284,97 (USD). Este es el valor por generación obligada en la hora 1 del día 3 del mes de análisis.

SCOFG = 0 (USD). Este es el valor por generación forzada en la hora 1 del día 3 del mes de análisis, de la misma forma se realiza el cálculo del sobrecosto para las demás horas restantes y para los demás días del mes de análisis, valores de los cuales se muestran en los CUADRO No. A21 y A22 respectivamente.

RECONOCIMIENTO DE COMBUSTIBLE REGULACIÓN CONELEC 003/03.

En el capítulo 4 se explicó el reconocimiento por IVA de combustible, el cual se lo realizará en forma horaria y por unidad de generación. Con los datos proporcionados por el generador y los datos de la segunda liquidación proporcionada por CENACE, se tiene lo siguiente:

$$\text{RIVA} = ((\text{EMO} * \text{GC}) / \% (\text{EN}/\text{EB})) / \text{EB} \text{ h1 TV2} * (\text{PIVA} - \text{P}) \text{ (USD)}; \text{ (Formula 5.1.5)}$$

Donde:

RIVA: Valor por reconocimiento de IVA combustible (USD); (CUADRO No. A27)

EMO: Energía entregada al mercado ocasional por la unidad TV2 en la hora 1 realizada con los datos de la segunda liquidación publicada por CENACE. (MWh); (CUADRO No. A23)

GC: Galones de combustible consumido en la hora 1 por la unidad TV2; (CUADRO No. A24)

EB: Energía bruta producida por la unidad TV2 en la hora 1. (KWh); (CUADRO No. A1)

EN: Energía neta producida por la unidad TV2 en la hora 1. (KWh); (CUADRO No. A2)

PIVA: Precio del combustible con IVA (USD). (CUADRO No. A26)

P: Precio del combustible sin IVA (USD). (CUADRO No. A27)

Reemplazando en la fórmula 5.1.5 los datos de los cuadros indicados anteriormente se tiene:

RIVA = 3,52 (USD). Este es el valor por reconocimiento de IVA de combustible en la hora 1 del día 3 del mes de análisis;

RIVA = 147,05 (USD). Este es el valor reconocimiento de IVA de combustible en el día 3 del mes de análisis.

Para las demás horas y días del mes de análisis, se calcula de la manera explicada, con lo que se obtiene los resultados que se muestran los CUADRO No. A27 y A28 respectivamente.

INGRESO POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

Como se ha explicado en el capítulo 4, numeral 4.6 la RPF es el aporte que cada unidad realiza en situaciones que existe un desbalance en el sistema. El CENACE evaluará estacionalmente el porcentaje óptimo de reserva requerido para la Regulación primaria de frecuencia y será de cumplimiento obligatorio por parte de los generadores. Este cumplimiento o incumplimiento son datos que se obtiene de las publicaciones proporcionadas por CENACE en las liquidaciones diarias de las cuales se compila la información con los datos diario de RPF en MW, de donde el promedio de la RPF al final del mes se obtiene un valor en MW, la cual es remunerada al precio de la potencia la cual es aprobada por el CONELEC con el valor de 5,70 USD/MW. Por lo que el valor a remunerar por ingreso de RPF es:

$$\text{PMRPF} = (\text{PMRPF}_{\text{TV2}} * 5700) \text{ (USD)}; \text{ (Formula 5.1.6).}$$

Donde:

PMRPF: Potencia mensual de reserva primaria de frecuencia. (USD)

PMRPF TV2: Potencia mensual de reserve primaria de frecuencia (MWh).

Se puede dar el caso de que la RPF sea negativa lo cual implica un egreso por este rubro.

El ingreso por RPF para la unidad TV2 en el mes de análisis es de: 1.178,10 (USD) valor que se muestra en el CUADRO No. A29.

VENTA DE POTENCIA EN EL MERCADO OCASIONAL

Como se explicó en el capítulo 4 numeral 4.7 el cálculo de la potencia remunerable se obtendrá mediante la utilización de sus potencias efectivas, períodos de mantenimiento y costos variables de producción.

La potencia mensual a remunerar (PR) de la unidad TV2 se la obtiene del mínimo valor promedio mensual entre la potencia media puesta a disposición (PMPD) la cual es publicada por CENACE en forma horaria y la potencia remunerable puesta a disposición (PRPD) valores diarios publicados por CENACE. El precio para remunerar la potencia mensual es de 5,70 USD/MW, por lo que se obtiene lo siguiente:

$$PR = \text{MIN}(\text{PRPD} ; \text{PMPD}) * 5700 \text{ (USD)}; \text{ (formula 5.1.7).}$$

Donde:

PR: Potencia remunerable mensual (USD).

PRPD: Potencia remunerable puesta a disposición (MW).

PMPD: potencia media puesta a disposición (MW).

Reemplazando en la formula 5.1.7 los datos del CUADRO No. A30 se tiene:

$$PR = \text{MIN}(72,80 ; 66,09) * 5700 \text{ (USD)}$$

De donde al potencia a remunerar en el mes de análisis es de 376.718,31 (USD).

GASTOS OPERATIVOS

COMPRA DE AUXILIARES.

Para el mes de análisis día 3 procederemos a calcular la energía de auxiliares comprada al mercado ocasional (CUADRO No. A 3) con la siguiente fórmula:

$$\text{Auxiliares externos } h1 = (\text{Aux totales } h1) - \text{abs}(\text{EB}h1 - \text{EN}h1) \text{ (KWh)}; \text{ (Formula 5.1.8)}$$

Donde:

AUX externos h1: Auxiliares externos a la hora 1 de la unidad TV2.(KWh); (CUADRO No. A31)g

AUX totalesh1: Auxiliares totales a la hora 1 de la unidad TV2. (KWh); (CUADRO No. A3).

EBh1: Energía bruta a la hora 1 producida por la unidad TV2.(KWh); (CUADRO No. A1).

ENh1: Energía neta producida por la unidad TV2. (CUADRO No. A2).(Kwh.); (CUADRO No. A2).

Reemplazando en la formula 5.1.8 los datos de los cuadros indicados anteriormente se tiene:

Auxiliares externos h1 = 0 (USD). Valor que se muestra en el CUADRO No. A31.

Para calcular el pago de la compra de energía al MO. por consumo de auxiliares se procede a multiplicar el valor de auxiliares externos en forma horaria (CUADRO No. A31), el factor de nodo (CUADRO No. A5) correspondiente a la unidad en este caso TV2 y por el precio de barra de mercado en cada hora (CUADRO No. A6), es decir:

PC Aux ext h1 = (Aux ext)_{h1} * (FN)_{h1} * (PEBM)_{h1} (USD) (Formula 5.1.9)

Donde:

PC Aux ext h1 : Pago por compra de auxiliares (CUADRO No. A32)

Aux ext h1: Auxiliares externos (KWh)

FN h1: Factor de nodo

PEBM h1 = Precio de energía en la barra de mercado (cUsd/KWh).

h = Hora1.

Reemplazando en la formula 5.1.9 los datos de los cuadros mencionados anteriormente se tiene:

PC Aux ext h1 = 0 (USD). Este es el valor por pago de compra de auxiliares al MO. lo cual indica que durante el mes de diciembre la unidad TV2 no necesitó comprar auxiliares al MO.; puesto que la energía generada por esta unidad fue suficiente para cubrir los auxiliares internos. Realizando el mismo cálculo para los demás meses del año se obtiene la compra anual por consumo de auxiliares durante el año 2007 con un valor de 18.171,17(USD), el cual se muestra en el Cuadro No. A33.

GENERACIÓN OBLIGADA Y GENERACIÓN FORZADA.

El egreso por generación obligada de una unidad de generación se la realiza con los datos de las liquidaciones definitivas publicados por CENACE.

La generación obligada total esta conformada por la generación obligada por demanda, generación obligada por seguridad del sistema y generación obligada por seguridad de área. El total de estas obligaciones son los pagos que debe realizar el generador de la siguiente forma:

$$\text{PGODIA3} = (\text{GOD} + \text{GOSS} + \text{GOSA})_{\text{DIA3}} * (\text{AUXDIA3TV2}) / \text{AUXDIA3}(\text{TV1} + \text{TV2} + \text{TV3} + \text{TG4} + \text{TG5}) \text{ (USD); (Formula 5.1.10).}$$

Donde:

PGODIA3: Pago de la generación obligada en el día 3. (USD).

GOD: Generación obligada por demanda en el día 3. (USD).

GOSS: Generación obligada por seguridad del sistema en el día 3. (USD).

GOSA: Generación obligada por seguridad de área en el día 3. (USD).

AUXDIA3TV2: Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TV2 en el día 3. (KWh) (CUADRO No. A31).

AUXDIA3 (TV1+TV2+TV3+TG4+TG5): Auxiliares comprados en el MO. en el día 3 de todas las unidades de Electroguayas.

Reemplazando en la formula 5.1.10 con los datos del CUADRO No. A34 se tiene:

$$\text{PGODIA3} = 0 \text{ (USD).}$$

De esta misma forma se realiza el cálculo para los demás días del mes de análisis.

El egreso por generación Forzada de una unidad de generación se la realiza con los datos de las liquidaciones definitivas publicados por CENACE, donde el pago se lo realiza de la siguiente forma:

$$\text{PGFDIA3} = \text{GFDA1} * (\text{AUXDIA3TV2}) / \text{AUXDIA3}(\text{TV1} + \text{TV2} + \text{TV3} + \text{TG4} + \text{TG5}) \text{ (USD); (Formula 5.1.11).}$$

Donde:

PGFDIA3: Pago de la generación Forzada en el día 3. (USD).

GFDA1: Pago por la generación forzada en el día 3. (USD).

AUXDIA3TV2: Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TV2 en el día 3 (KWh) (CUADRO No. A31).

AUXDIA3 (TV1+TV2+TV3+TG4+TG5): Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TV2 en el día 3 de todas las unidades de Electroguayas.

Reemplazando en la formula 5.1.11 con los datos del CUADRO No. A35 se tiene:

PGODIA3 = 0 (USD).

De esta misma forma se realiza el cálculo para los demás días del mes de análisis.

REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El incumplimiento por regulación primaria de frecuencia es un valor negativo que se obtiene de las publicaciones proporcionadas por CENACE en las liquidaciones diarias de las cuales se compila la información con los datos diario de RPF en MW, de donde el promedio de la RPF al final del mes se obtiene un valor en MW, la cual es remunerada al precio de la potencia de 5,70 USD/MW.

Si el resultado de la (formula 5.1.6) da un valor negativo se obtiene un pago o egreso por RPF, la cual es calculada de la misma forma explicada para el calculo del ingreso por RPF.

El egreso por RPF para la unidad TV2 en el mes de análisis es de: 0 (USD) valor que se muestra en el CUADRO No. A36.

RECONOCIMIENTO DE COMBUSTIBLE 003/03.

El egreso por reconocimiento del IVA de combustible es el valor mensual que resulta de la diferencia entre lo declarado por las unidades de generación y el valor estimado publicado en las liquidaciones definitivas por CENACE. El exceso de esa diferencia, es la que se lo considera como egreso por IVA de combustible.

Para el mes de análisis se tiene:

$PIVAMESTV2 = (IVA\ DECLARADO - IVA\ CENACE) * (EBTV2MENSUAL) / EBTOTAL\ MENSUAL\ (USD)$; (formula 5.1.12).

Donde:

PIVAMESTV2: Pago por IVA de combustible en el mes de análisis para la unidad TV2. (USD).

IVA DECLARADO: IVA declarado por las unidades de generación de Electroguayas.(USD).

IVA CENACE: IVA estimado por CENACE. (USD).

EBTV2MENSUAL: Energía bruta mensual de la unidad TV2 en el mes de análisis. (KWh)

EBTOTALMESUAL: Energía bruta total de todas las unidades de generación de Electroguayas del mes de análisis. (KWh)

Reemplazando en la formula 5.1.12 los datos del CUADRO No. A37 se tiene:

$PIVAMESTV2 = 240,67$ (USD).

CARGOS POR INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA.

El egreso por los cargos de la interconexión con Colombia resulta del valor mensual por empresa publicado en las liquidaciones definitivas de CENACE, la cual se la obtiene de la siguiente forma:

$PCIMESTV2 = (AUXMENSUALTV2 * CIMENSUAL) / AUXTOTAL\ MENSUAL\ (USD)$ (formula 5.1.13).

Donde:

PCIMESTV2: Pago por IVA de combustible en el mes de análisis para la unidad TV2.

AUXMENSUALTV2: Auxiliar mensual de la unidad TV2. (USD).

CIMENSUAL: Cargo por interconexión. (USD).

AUXTOTAL MENSUAL: Auxiliar total mensual de las unidades de Electroguayas.

Reemplazando en la formula 5.1.13 los datos del CUADRO No. A38 se tiene:

$PCIMESTV2 = 0$ (USD).

ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL PARA CUBRIR CONTRATOS.

Los generadores que mantienen contratos de suministro eléctrico, están obligados a cumplir con los mismos, independientemente de la disponibilidad o despacho de sus unidades de generación según lo dispuesto en la normativa vigente, que regía en el año 2007, pero de acuerdo a lo dispuesto en la Transitoria Sexta de la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, promulgada el Martes 26 de Septiembre de 2007 en el Registro Oficial No. 364 donde se establece:

“...las empresas de generación hidroeléctrica y termo vapor de propiedad del Fondo de Solidaridad, deben suscribir contratos de compraventa de toda su energía producida con la totalidad de empresas distribuidoras en forma proporcional a su demanda, excluyendo aquella comprometida en contratos con grandes consumidores.”

A fin de dar cumplimiento con la Transitoria Sexta antes citada, se procedió al cumplimiento de la misma, con la respectiva suscripción de los nuevos contratos, los mismos que entraron en vigencia desde las 00:00 del 15 de septiembre de 2007 y con una vigencia de 2 años.

Durante el mes de análisis ninguna de las unidades de la empresa compro energía al mercado ocasional para cubrir contratos puesto que se dio cumplimiento a la Transitoria Sexta antes mencionada.

UNIDAD TV3

INGRESOS EN EL MERCADO OCASIONAL Y CONTRATOS

VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO DE CONTRATOS.

El cálculo de la energía neta de la unidad TV3 que entrega a contratos se lo realiza de la siguiente forma:

$$EC_{h1,D1} = (ENTV3_{h1}/1000*(DD_{h1,D1}/\sum DD_{h1}) - \lim_{D1,h1}*(ENTV3_{h1}/(ENTV2_{h1} + ENTV3_{h1})) \text{ (MWh)}$$

;(Formula 5.1.14)

Donde:

EC_{h1,D1}: Energía de la unidad TV3 que se entrega a contratos a una distribuidora en la hora 1. (MWh)

ENTV2_{h1}: Energía neta de la unidad TV2 en la hora 1. (Kwh.); (CUADRO No. A2).

ENTV3_{h1}: Energía neta de la unidad TV3 en la hora 1. (Kwh.); (CUADRO No. B1).

DD_{h1,D1}: Demanda de energía de una distribuidora en la hora 1. (MWh); (CUADRO No. A7).

$\sum DD_{h1}$: Sumatoria de la demanda de todas las distribuidas en la hora 1. (MWh); (CUADRO No. A7).

lim_{D1,h1}: Limite de confiabilidad horario por central de generación; (CUADRO No. A 9).

(ENTV3_{h1}/(ENTV2_{h1} +ENTV3_{h1})): proporcionalidad de la de energía horaria neta de la unidad TV3 con respecto a la unidad TV2 (KWh).

Reemplazando en la formula 5.1.14 los datos de los cuadros indicados anteriormente se tiene:

EC_{h1,D1} = 0,54 (MWh). Este valor se muestra en el CUADRO No. B2, que representa la

energía que entrega la unidad TV3 en la hora 1 de la distribuidora Ambato para el día

3. De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega la unidad TV3 a

contratos para las demás horas restantes y para todos los días del mes de análisis.

Obtenido los valores de energía que se entregan a contratos se procede a realizar el

cálculo para el ingreso de la venta de energía por contrato horario, diario por unidad y

por distribuidora, que resulta del producto del valor de la energía contratada y del

precio de la venta de energía pactada en contratos la cual es de 60 (USD/MWh).

VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.

El cálculo de la energía entregada al mercado ocasional se lo realiza de la siguiente forma:

$$\text{ENMO TV3}_{h1} = \text{ENTV3}_{h1} - \text{Ec TV3}_{h1} \text{ (MWh)} ; \text{ (Formula 5.1.15)}$$

Donde:

ENMO TV3_{h1}: Energía neta de la unidad TV3 entregada al mercado ocasional en la hora 1. (MWh); (CUADRO No. B1).

ENTV3_{h1}: Energía neta de la unidad TV3 en la hora 1. (KWh); (CUADRO No. B1).

Ec TV3_{h1}: Energía de contratos entregada por la unidad TV3 en la hora 1. (MWh); (CUADRO No. B1).

Reemplazando en la Formula 5.1.15 los datos de los cuadros indicados anteriormente se tiene:

ENMO TV3_{h1} = 1,10 (MWh). Este valor es la energía que entrega la unidad TV3 al mercado ocasional en la hora 1, del día 3 para el mes de análisis. De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega la unidad TV3 al mercado ocasional para las demás horas restantes. Obtenido los valores de energía horario que se entregan al mercado ocasional se procede a realizar el cálculo para el ingreso de la venta de energía al mercado ocasional la cual resulta del producto de la energía horaria en el mercado ocasional, el precio en barra de mercado y el factor de nodo horario es decir:

$$\text{IMO}_{h1} = (\text{ENMO TV3}_{h1}) * (\text{PEBM}_{h1}) * (\text{FN}_{h1}) \text{ (USD)} ; \text{ (Formula 5.1.16)}$$

Donde:

IMO_{h1}: Ingreso por venta de energía en el mercado ocasional en la hora 1. (USD); (CUADRO No. B1)

PEBM_{h1}: Precio de energía en la barra de mercado en la hora 1. (cUSD/KWh); (CUADRO No. B1)

FN_{h1}: factor de nodo en la hora 1; (CUADRO No. B1)

Reemplazando en la Formula 5.1.16 los datos del cuadro indicado anteriormente se tiene:

$$\text{IMO}_{h1} = 56,37 \text{ (USD)}$$

De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega la unidad TV3 al mercado ocasional para las demás horas restantes.

GENERACIÓN OBLIGADA Y FORZADA.

Los sobrecostos por generación obligada o forzada de existir, son calculados para una hora determinada de la siguiente manera:

$$\text{SCOG} = \text{CVG} \times \text{EB} - (\text{EN} \times \text{FNG} \times \text{PEBM})_{h1 \text{ TV3}}; \text{(USD)}; \text{(Formula 5.1.17)}$$

Donde:

SCOG: Sobrecosto de la restricción o generación obligada producido al ser despachado o permanecer funcionando el generador forzado u obligado. (USD)

CVG: Costo variable declarado por el generador forzado u obligatorio. (USD/KWh)

EN: Energía neta producida por la unidad TV3 en la hora 1. (KWh)

EB: Energía bruta destinada a levantar la restricción o por generación obligada o forzada en la hora 1. (KWh)

FNG: Factor de Nodo de del generador TV3 antieconómico en la hora 1

PEBM: Precio de la Energía en la barra de Mercado en la hora 1

Datos que se encuentran en el CUADRO No. B1

Reemplazando en la Formula 5.1.17 los datos del cuadro indicado anteriormente se tiene:

SCOG = 309,55 (USD). Este es el valor por generación obligada en la hora 1 del día 3 del mes de análisis.

SCOFG = 0 (USD). Este es el valor por generación forzada en la hora 1 del día 3 del mes de análisis.

RECONOCIMIENTO DE COMBUSTIBLE REGULACIÓN CONELEC 003/03.

$$RIVA = ((EMO * GC) / \% (EN/EB)) / EB)_{h1 TV3} * (PIVA - P) \text{ (USD); (Formula 5.1.18).}$$

Donde:

RIVA: Valor por reconocimiento de IVA combustible (USD).

EMO: Energía entregada al mercado ocasional por la unidad TV3 en la hora 1 realizada con los datos de la segunda liquidación publicada por CENACE.

GC: Galones de combustible consumido por la unidad TV3 en la hora 1

EB: Energía bruta producida por la unidad TV3 en la hora 1. (KWh).

EN: Energía neta producida por la unidad TV3 en la hora 1. (KWh).

PIVA: Precio del combustible con IVA (USD).

P: Precio del combustible sin IVA (USD).

Datos que se encuentran el CUADRO No. B1

Reemplazando en la Formula 5.1.18 los datos del cuadro indicado anteriormente se tiene:

RIVA = 5,38 (USD). Este es el valor por reconocimiento de IVA de combustible en la hora 1 del día 3 del mes de análisis.

INGRESO POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El valor a remunerar por ingreso de RPF es:

$$PMRPF = (PMRPF_{TV3} * 5700) \text{ (USD); (Formula 5.1.19).}$$

Donde:

PMRPF: Potencia mensual de reserva primaria de frecuencia. (USD)

PMRPF TV3: Potencia mensual de reserva primaria de frecuencia (MWh).

Se puede dar el caso de que la RPF sea negativa lo cual implica un egreso por este rubro.

El ingreso por RPF para la unidad TV3 en el mes de análisis es de: 1.077,44 (USD) valor que se muestra en el CUADRO No. B3.

VENTA DE POTENCIA EN EL MERCADO OCASIONAL.

El precio para remunerar la potencia mensual es de 5.70 USD/MW por lo que se obtiene lo siguiente:

$$PR = \text{MIN} (PRPD; PMPD) * 5700 \text{ (USD)}; \text{ (Formula 5.1.20).}$$

Donde:

PR: Potencia remunerable mensual (USD)

PRPD: Potencia remunerable puesta a disposición (MW)

PMPD: potencia media puesta a disposición (MW)

Reemplazando en la Formula 5.1.20 los datos del CUADRO No. B4 se tiene:

$$PR = \text{MIN} (72,59; 54,23) * 5700 \text{ (USD)}$$

De donde la potencia a remunerar en el mes de análisis es de 376.718,31 (USD).

GASTOS OPERATIVOS EN EL MERCADO OCASIONAL.

COMPRA DE AUXILIARES.

Para el mes de análisis día 3, procederemos a calcular la energía de auxiliares comprada al mercado de la siguiente forma:

$$\text{Auxiliares externos } h1 = (\text{Aux totales } h1) - \text{abs} (\text{EB}_{h1} - \text{EN}_{h1}) \text{ (KWh)}; \text{ (Formula 5.1.21)}$$

Donde:

AUX externos h1: Auxiliares externos a la hora 1 de la unidad TV3.(KWh)

Aux totales h1: Auxiliares totales a la hora 1 de la unidad TV3. (KWh)

EB_{h1}: Energía bruta a la hora 1 producida por la unidad TV3. (KWh)

EN_{h1}: Energía neta producida por la unidad TV3. (KWh)

Datos que se encuentran en el CUADRO No. B1

Reemplazando en la Formula 5.1.21 los datos del cuadro mencionado se tiene:

Auxiliares externos h1 = 0 (USD).

Para calcular el pago de la compra de energía al MO. por consumo de auxiliares se procede a realizar el producto del valor de auxiliares externos en forma horaria, el factor de nodo correspondiente a la unidad en este caso TV3 y por el precio de barra de mercado en cada hora, es decir:

PC Aux ext h1 = (Aux ext)_{h1} *(FN)_{h1}* (PEBM)_{h1} (USD) (Formula 5.1.22)

Donde:

PC Aux ext: Pago por compra de auxiliares

Aux ext: Auxiliares externos (KWh)

FN: Factor de nodo

PEBM = Precio de energía en la barra de mercado (cUsd/KWh).

h₁ = Hora1.

Datos que se encuentran en el CUADRO No. B1

Reemplazando en la Formula 5.1.22 los datos del cuadro mencionado se tiene:

PC Aux ext h1 = 0 (USD). Este es el valor por pago de compra de auxiliares al MO. en la hora 1 del día 3.

GENERACIÓN OBLIGADA Y GENERACIÓN FORZADA.

El total de las obligaciones son los pagos que debe realizar el generador de la siguiente forma:

PGODIA3 = (GOD+GOSS+GOSA)_{DIA3}*(AUX_{DIA1TV3})/AUX_{DIA1(TV1+TV2+TV3+TG4+TG5)} (USD); (Formula 5.1.23)

Donde:

PGODIA3: Pago de la generación obligada en el día 3. (USD)

GOD: Generación obligada por demanda en el día 3. (USD).

GOSS: Generación obligada por seguridad del sistema en el día 3. (USD).

GOSA: Generación obligada por seguridad de área en el día 3. (USD).

AUXDIA3TV3: Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TV3 en el día 3. (KWh) Datos que se encuentran en el CUADRO No. B5

AUXDIA3 (TV1+TV2+TV3+TG4+TG5): Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TV3 en el día 3 de todas las unidades de Electroguayas.

Reemplazando en la Formula 5.1.23 con los datos indicados se tiene:

PGODIA3 = 0 (USD). De esta misma forma se realiza el cálculo para los demás días del mes de análisis.

El egreso por generación Forzada de una unidad de generación se la realiza con los datos de las liquidaciones definitivas publicados por CENACE, donde el pago se lo realiza de la siguiente forma:

PGFDIA3 = GF_{DIA3}*(AUXDIA3TV3)/AUXDIA3 (TV1+TV2+TV3+TG4+TG5) (USD);

(Formula 5.1.24)

Donde:

PGFDIA3: Pago de la generación Forzada en el día 3. (USD)

GF_{DIA3}: Pago por la generación forzada en el día 3. (USD)

AUXDIA3TV3: Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TV3 en el día3. (KWh)

Datos que se encuentran en el CUADRO No. B5

AUXDIA3 (TV1+TV2+TV3+TG4+TG5): Auxiliares comprados en el MO. en el día 3 de todas las unidades de Electroguayas.

Reemplazando en la Formula 5.1.24 con los datos mencionados se tiene:

PGODIA1 = 0 (USD).

De esta misma forma se realiza el cálculo para los demás días del mes de análisis.

REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El egreso por RPF para la unidad TV3 en el mes de análisis es de: 0 (USD), la cual se obtiene de los valores negativos de RPF publicado por CENACE en las liquidaciones

diarias, de donde el promedio de la RPF al final del mes es remunerada al precio de la potencia de 5,70 USD/MW. valor que se muestra en el CUADRO No. B5.

RECONOCIMIENTO DE COMBUSTIBLE 003/03.

El reconocimiento por IVA de combustible para el mes de análisis es:

PIVAMESTV3 = (IVA DECLARADO - IVA CENACE) * (EBTV3MENSUAL / EBTOTAL MENSUAL (USD)); (Formula 5.1.25).

Donde:

PIVAMESTV3: Pago por IVA de combustible en el mes de análisis para la unidad TV3. (USD).

IVA DECLARADO: IVA declarado por las unidades de generación de Electroguayas. (USD).

IVA CENACE: IVA estimado por CENACE. (USD).

EBTV3MENSUAL: Energía bruta mensual de la unidad TV3 en el mes de análisis. (KWh)

EBTOTALMENSUAL: Energía bruta total de todas las unidades de generación de Electroguayas del mes de análisis. (KWh)

Datos que se encuentran en el CUADRO No. B6

Reemplazando en la Formula 5.1.25 los datos indicados se tiene:

PIVAMESTV3 = 196,90 (USD).

CARGOS POR INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA.

Se la obtiene de la siguiente forma:

PCIMESTV3 = (AUXMENSUALTV3 * CIMENSUAL) / AUXTOTAL MENSUAL (USD) (Formula 5.1.26).

Donde:

PCIMESTV3: Pago por IVA de combustible en el mes de análisis para la unidad TV3.

AUXMENSUALTV3: Auxiliar mensual de la unidad TV3. (USD).

CIMENSUAL: Cargo por interconexión. (USD).

AUXTOTAL MENSUAL: Auxiliar total mensual de las unidades de Electroguayas.

Datos que se encuentran en el CUADRO No. B7

Reemplazando en la Formula 5.1.26 los datos indicados se tiene:

$$PCIMESTV3 = 363,47 \text{ (USD)}.$$

5.2. CENTRAL TRINITARIA (TV1).

UNIDAD TV1

INGRESOS EN EL MERCADO OCASIONAL Y CONTRATOS

VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO DE CONTRATOS.

El cálculo de la energía neta de la unidad TV1 que entrega a contratos se lo realiza de la siguiente forma:

$$EC_{h1,D1} = (ENTV1_{h1}/1000 * (DD_{h1,D1} / \sum DD_{h1}) - \lim_{D1, h1}) \text{ (MWh)} \text{ ;(Formula 5.2.1)}$$

Donde:

EC_{h1,D1}: Energía de la unidad TV1 que se entrega a contratos a una distribuidora en una hora. (MWh)

ENTV1_{h1}: Energía neta de la unidad TV1 en la hora 1. (Kwh.); (CUADRO No. C1).

DD_{h1,D1}: Demanda de energía de una distribuidora en una hora. (MWh); (CUADRO No. A7).

$\sum DD_{h1}$: Sumatoria de la demanda de todas las distribuidas en una hora. (MWh); (CUADRO No. A7).

lim_{D1, h1}: Limite de confiabilidad horario para la unidad TV1; (CUADRO No. A 9).

Reemplazando en la formula 5.2.1 los datos de los cuadros indicados anteriormente se tiene:

EC_{h1,D1} = 1,31 (MWh). Este valor se muestra en el CUADRO No. C2 el cual representa a la energía que entrega la unidad TV1 en la hora 1 del día 3 a la distribuidora Ambato. De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega la unidad TV1 a contratos para las demás horas restantes y para todos los días del mes de análisis. Obtenido los valores de energía que se entregan a contratos se procede a realizar el

cálculo para el ingreso de la venta de energía por contrato horario, diario por unidad y por distribuidora, el cual resulta del producto entre la energía contratada y el precio de la venta de energía pactada en contratos la cual es de 60 (USD/MWh).

VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.

El cálculo de la energía entregada al mercado ocasional se lo realiza de la siguiente forma:

$$\text{ENMO TV1}_{h1} = \text{ENTV1}_{h1} - \text{Ec TV1}_{h1} \text{ (MWh)} ; \text{(Formula 5.2.2)}$$

Donde:

ENMO TV1_{h1}: Energía neta de la unidad TV1 entregada al mercado ocasional en la hora 1. (MWh); (CUADRO No. C1).

ENTV1_{h1}: Energía neta de la unidad TV1 en la hora 1. (KWh); (CUADRO No. C1).

Ec TV1_{h1}: Energía de contratos entregada por la unidad TV1 en la hora 1. (MWh); (CUADRO No. C1).

Reemplazando en la Formula 5.2.2 los datos del cuadro indicado anteriormente se tiene:

ENMO TV1_{h1} = 1,10 (MWh). Este valor es la energía que entrega la unidad TV1 en la hora 1 en el día 3 al mercado ocasional. De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega la unidad TV1 al mercado ocasional para las demás horas restantes. Obtenido los valores de energía horario que se entregan al mercado ocasional se procede a realizar el cálculo para el ingreso de la venta de energía al mercado ocasional, el cual resulta del producto de la energía horaria, el precio en barra de mercado en cada hora y el factor de nodo horario es decir:

$$\text{IMO}_{h1} = (\text{ENMO TV1}_{h1}) * (\text{PEBM}_{h1}) * (\text{FN}_{h1}) \text{ (USD)} ; \text{(Formula 5.2.3)}$$

Donde:

IMO_{h1}: Ingreso por venta de energía en el mercado ocasional en la hora 1. (USD);

PEBM_{h1}: Precio de energía en la barra de mercado en la hora 1. (cUSD/KWh);

FN_{h1}: factor de nodo en la hora 1

Datos que se encuentran en el CUADRO No. C1

Reemplazando en la Formula 5.2.3 los datos del cuadro indicado anteriormente se tiene:

IMO_{h1} = 136,00 (USD). De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega la unidad TV1 al mercado ocasional para las demás horas restantes.

GENERACIÓN OBLIGADA Y FORZADA.

Los sobrecostos por generación obligada o forzada de existir, son calculados para una hora determinada de la siguiente manera:

$$\text{SCOG} = \text{CVG} \times \text{EB} - (\text{EN} \times \text{FNG} \times \text{PEBM})_{h1, TV1}; \text{ (USD)}; \text{ (Formula 5.2.4)}$$

Donde:

SCOG: Sobrecosto de la restricción o generación obligada producido, al ser despachado o permanecer funcionando el generador forzado u obligado. (USD)

CVG: Costo variable declarado por el generador forzado u obligatorio. (USD/KWh)

EN = Energía neta producida por la unidad TV1 en la hora 1. (KWh)

EB: Energía bruta destinada a levantar la restricción o por generación obligada o forzada en la hora 1. (KWh)

FNG: Factor de Nodo de del generador TV1 antieconómico en la hora 1

PEBM: Precio de la Energía en la barra de Mercado en la hora 1

Datos que se encuentran en el CUADRO No. C1

Reemplazando en la Formula 5.2.4 los datos del cuadro indicado anteriormente se tiene:

SCOG = 0 (USD). Este valor representa a la generación obligada en la hora 1 del día 3 del mes de análisis.

SCOFG = 0 (USD). Este valor representa a la generación forzada en la hora 1 del día 3 del mes de análisis.

RECONOCIMIENTO DE COMBUSTIBLE REGULACIÓN CONELEC 003/03.

$$RIVA = ((EMO * GC) / \% (EN/EB)) / EB)_{h1 TV1} * (PIVA - P) \text{ (USD); (Formula 5.2.5).}$$

Donde:

RIVA: Valor por reconocimiento de IVA combustible (USD).

EMO: Energía entregada al mercado ocasional por la unidad TV1 en la hora 1 realizada con los datos de la segunda liquidación publicada por CENACE.

GC: Galones de combustible consumido por la unidad TV1 en la hora 1

EB: Energía bruta producida por la unidad TV1 en la hora 1. (KWh).

EN: Energía neta producida por la unidad TV1 en la hora 1. (KWh).

PIVA: Precio del combustible con IVA (USD).

P: Precio del combustible sin IVA (USD).

Datos que se encuentran el CUADRO No. C1

Reemplazando en la Formula 5.2.5 los datos del cuadro indicado anteriormente se tiene:

RIVA = 13,76 (USD). Este valor representa el reconocimiento de IVA de combustible en la hora 1 del día 3 del mes de análisis.

INGRESO POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El valor a remunerar por ingreso de RPF es:

$$PMRPF = (PMRPF_{TV1} * 5700) \text{ (USD); (Formula 5.2.6).}$$

Donde:

PMRPF: Potencia mensual de reserva primaria de frecuencia. (USD)

PMRPF TV1: Potencia mensual de reserva primaria de frecuencia (MWh).

Se puede dar el caso de que la RPF sea negativa lo cual implica un egreso por este rubro.

El ingreso por RPF para la unidad TV1 en el mes de análisis es de: 2.682,11 (USD) valor que se muestra en el CUADRO No. C3.

VENTA DE POTENCIA EN EL MERCADO OCASIONAL.

El precio para remunerar la potencia mensual es de 5.70 USD/MW por lo que se obtiene lo siguiente:

$$PR = \text{MIN}(\text{PRPD} ; \text{PMPD}) * 5700 \text{ (USD)}; \text{ (Formula 5.2.7).}$$

Donde:

PR: Potencia remunerable mensual (USD).

PRPD: Potencia remunerable puesta a disposición (MW).

PMPD: potencia media puesta a disposición (MW).

Reemplazando en la Formula 5.2.7 los datos del CUADRO No. C4 se tiene:

$$PR = \text{MIN} (133,00 ; 125,22) * 5700 \text{ (USD)}$$

De donde la potencia a remunerar en el mes de análisis es de 713.773,10 (USD).

GASTOS OPERATIVOS EN EL MERCADO OCASIONAL.

COMPRA DE AUXILIARES.

Para el mes de análisis día 3 procederemos a calcular la energía de auxiliares comprada al mercado ocasional (CUADRO No. C 1) con la siguiente fórmula:

$$\text{Auxiliares externos } h1 = (\text{Aux totales } h1) - \text{abs} (\text{EB}_{h1} - \text{EN}_{h1}) \text{ (KWh)}; \text{ (Formula 5.2.8)}$$

Donde:

AUX externos h1: Auxiliares externos a la hora 1 de la unidad TV1. (KWh)

Aux totales h1: Auxiliares totales a la hora 1 de la unidad TV1. (KWh)

EB_{h1}: Energía bruta a la hora 1 producida por la unidad TV1. (KWh)

EN_{h1}: Energía neta producida por la unidad TV1. (KWh)

Datos que se encuentran en el CUADRO No. C1

Reemplazando en la Formula 5.2.8 los datos del cuadro mencionado se tiene:

Auxiliares externos h1 = 0 (USD).

Para calcular el pago de la compra de energía al MO. por consumo de auxiliares se procede a multiplicar el valor de auxiliares externos en forma horaria, el factor de nodo correspondiente a la unidad en este caso TV1 y por el precio de barra de mercado en cada hora, es decir:

PC Aux ext h1 = (Aux ext)_{h1} * (FN)_{h1} * (PEBM)_{h1} (USD) (Formula 5.2.9)

Donde:

PC Aux ext: Pago por compra de auxiliares

Aux ext: Auxiliares externos (KWh)

FN: Factor de nodo

PEBM = Precio de energía en la barra de mercado (cUsd/KWh).

h₁ = Hora1.

Datos que se encuentran en el CUADRO No. B1

Reemplazando en la Formula 5.2.9 los datos del cuadro mencionado se tiene:

PC Aux ext h1 = 0 (USD). Este es el valor por pago de compra de auxiliares al MO. en la hora 1 del día de análisis.

GENERACIÓN OBLIGADA Y GENERACIÓN FORZADA.

El total de estas obligaciones son los pagos que debe realizar el generador de la siguiente forma:

PGODIA3 = (GOD+GOSS+GOSA)_{DIA3} * (AUX_{DIA1TV1}) / (AUX_{DIA1(TV1+TV2+TV3+TG4+TG5)}) (USD); (Formula 5.2.10)

Donde:

PGODIA3: Pago de la generación obligada en el día 3. (USD)

GOD: Generación obligada por demanda en el día 3. (USD)

GOSS: Generación obligada por seguridad del sistema en el día 3. (USD)

GOSA: Generación obligada por seguridad de área en el día 3. (USD)

AUXDIA3TV1: Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TV1 en el día 3. (KWh) Datos que se encuentran en el CUADRO No. C5

AUXDIA3(TV1+TV2+TV3+TG4+TG5): Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TV1 en el día 3 de todas las unidades de Electroguayas.

Reemplazando en la Formula 5.2.10 con los datos indicados se tiene:

PGODIA3 = 0 (USD). De esta misma forma se realiza el cálculo para los demás días del mes de análisis.

El egreso por generación Forzada de una unidad de generación se la realiza con los datos de las liquidaciones definitivas publicados por CENACE, donde el pago se lo realiza de la siguiente forma:

PGFDIA3 = GFDA3*(AUXDIA3TV1)/AUXDIA3(TV1+TV2+TV3+TG4+TG5) (USD); (Formula 5.2.11).

Donde:

PGFDIA3: Pago de la generación Forzada en el día 3. (USD).

GFDA3: Pago por la generación forzada en el día 3. (USD).

AUXDIA3TV1: Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TV1 en el día 3. (KWh)

Datos que se encuentran en el CUADRO No. C5

AUXDIA3(TV1+TV2+TV3+TG4+TG5): Auxiliares comprados en el MO. en el día 3 de todas las unidades de Electroguayas.

Reemplazando en la Formula 5.2.11 con los datos mencionados se tiene:

PGODIA1 = 0 (USD).

De esta misma forma se realiza el cálculo para los demás días del mes de análisis.

REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El egreso por RPF para la unidad TV1 en el mes de análisis es de: 0 (USD), la cual se obtiene de los valores negativos de RPF publicado por CENACE en las liquidaciones

diarias, de donde el promedio de la RPF al final del mes es remunerada al precio de la potencia de 5,70 USD/MW. valor que se muestra en el CUADRO No. C5.

RECONOCIMIENTO DE COMBUSTIBLE 003/03.

El reconocimiento por IVA de combustible para el mes de análisis es:

$$\text{PIVAMESTV1} = (\text{IVA DECLARADO} - \text{IVA CENACE}) * (\text{EBTV1MENSUAL} / \text{EBTOTAL MENSUAL (USD)}); \text{ (Formula 5.2.12)}$$

Donde:

PIVAMESTV1: Pago por IVA de combustible en el mes de análisis para la unidad TV1. (USD).

IVA DECLARADO: IVA declarado por las unidades de generación de Electroguayas. (USD).

IVA CENACE: IVA estimado por CENACE. (USD)

EBTV1MENSUAL: Energía bruta mensual de la unidad TV1 en el mes de análisis. (KWh)

EBTOTALMENSUAL: Energía bruta total de todas las unidades de generación de Electroguayas del mes de análisis. (KWh)

Reemplazando en la Formula 5.2.12 los datos del CUADRO No. C6 se tiene:

$$\text{PIVAMESTV1} = 545,75 \text{ (USD)}.$$

CARGOS POR INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA.

Se la obtiene de la siguiente forma:

$$\text{PCIMESTV1} = (\text{AUXMENSUALTV1} * \text{CIMENSUAL}) / \text{AUXTOTAL MENSUAL (USD)}; \text{ (Formula 5.2.13)}$$

Donde:

PCIMESTV1: Pago por IVA de combustible en el mes de análisis para la unidad TV1

AUXMENSUALTV1: Auxiliar mensual de la unidad TV1. (USD)

CIMENSUAL: Cargo por interconexión. (USD)

AUXTOTAL MENSUAL: Auxiliar total mensual de las unidades de Electroguayas.

Reemplazando en la Formula 5.2.13 los datos del CUADRO No. C7 se tiene:

$$\text{PCIMESTV1} = 181,62 \text{ (USD)}.$$

5.3. CENTRAL DR. ENRIQUE GARCIA (TG5).

UNIDAD TG5

INGRESOS EN EL MERCADO OCASIONAL.

La unidad TG5 de la central Dr. Enrique García no vende su energía producida a contratos puesto que no esta contemplada en los contratos con las empresas distribuidoras debido a que los costos de producción de la unidad a gas TG5 son elevados en comparación con las demás unidades térmicas de la empresa.

Para la explicación de los ingresos y egresos de esta unidad se lo realizará con los datos del día 10 de diciembre puesto que ese día la unidad estuvo generando.

VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL.

El cálculo de la energía entregada al mercado ocasional de la unidad TG5 es la energía neta producida por la unidad, la cual es la siguiente:

$$ENMO\ TG5_{h1} = ENTG5_{h1}; \text{ (Formula 5.3.1)}$$

Donde:

ENMO TG5_{h1}: Energía neta de la unidad TG5 entregada al mercado ocasional a la hora 1. (MWh)

Por lo que se tiene:

ENMO TG5_{h1} = 0 (MWh). Este valor se muestra en el CUADRO No. D 1; que representa la energía que entrega la unidad TG5 en la hora 1 del día 10 al mercado ocasional. De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega la unidad TG5 al mercado ocasional para las demás horas restantes. Obtenido los valores de energía horario que se entregan al mercado ocasional se procede a realizar el cálculo para el

ingreso de la venta de energía al mercado ocasional el cual es el producto del valor de la energía horaria, el precio en barra de mercado en cada hora y el factor de nodo horario es decir:

$$IMO_{h1} = (ENMO_{TG5_{h1}}) * (PEBM_{h1}) * (FN_{h1}) \text{ (USD)} ; (\text{Formula 5.3.2})$$

Donde:

IMO_{h1}: Ingreso por venta de energía en el mercado ocasional en la hora 1. (USD) **PEBM_{h1}**: Precio de energía en la barra de mercado en la hora 1. (cUSD/KWh);

FN_{h1}: factor de nodo en la hora 1

Datos que se encuentran en el cuadro D1

Reemplazando en la Formula 5.3.2 los datos del cuadro indicado anteriormente se tiene:

IMO_{h1} = 0 (USD). De esta misma forma se realiza el cálculo de la energía que entrega la unidad TG5 al mercado ocasional para las demás horas restantes.

GENERACIÓN OBLIGADA Y FORZADA.

Los sobrecostos por generación obligada o forzada de existir, son calculados para una hora determinada de la siguiente manera:

$$SCOG = CVG \times EB - (EN \times FNG \times PEBM)_{h1, TG5} \text{ (USD)} ; (\text{Formula 5.3.3})$$

Donde:

SCOG: Sobrecosto de la restricción o generación obligada producido al ser despachado o permanecer funcionando el generador forzado u obligado. (USD)

CVG: Costo variable declarado por el generador forzado u obligatorio. (USD/KWh)

EN = Energía neta producida por la unidad TG5 en la hora 1. (KWh)

EB: Energía bruta destinada a levantar la restricción o por generación obligada o forzada en la hora 1. (KWh)

FNG: Factor de Nodo de del generador TG5 antieconómico en la hora 1

PEBM: Precio de la Energía en la barra de Mercado en la hora 1

Datos que se encuentran en el CUADRO No. D1

Reemplazando en la Formula 5.3.3 los datos de los cuadros indicados anteriormente se tiene:

SCOG = 0 (USD). Este es el valor por generación obligada en la hora 1 del día 10 del mes de análisis.

SCOFG = 0 (USD). Este es el valor por generación forzada en la hora 1 del día 10 del mes de análisis.

RECONOCIMIENTO DE COMBUSTIBLE REGULACIÓN CONELEC 003/03.

RIVA = ((EMO *GC)/% (EN/EB))/EB) h1 TG5 *(PIVA – P) (USD); (Formula 5.3.4).

Donde:

RIVA: Valor por reconocimiento de IVA combustible (USD).

EMO: Energía entregada al mercado ocasional por la unidad TG5 en la hora1 realizada con los datos de la segunda liquidación publicada por CENACE.

GC: Galones de combustible consumido por la unidad TG5 en la hora 1

EB: Energía bruta producida por la unidad TG5 en la hora 1. (KWh).

EN: Energía neta producida por la unidad TG5 en la hora 1. (KWh).

PIVA: Precio del combustible con IVA (USD).

P: Precio del combustible sin IVA (USD).

Datos que se encuentran el CUADRO No. D1

Reemplazando en la Formula 5.3.4 los datos del cuadro indicado anteriormente se tiene:

RIVA = 0 (USD). Este es el valor por reconocimiento de IVA de combustible en la hora 1 del día 10 del mes de análisis.

INGRESO POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El valor a remunerar por ingreso de RPF es:

$$\text{PMRPF} = (\text{PMRPF}_{\text{TGS}} * 5700) \text{ (USD)}; \text{ (Formula 5.3.5).}$$

Donde:

PMRPF: Potencia mensual de reserva primaria de frecuencia. (USD)

PMRPF TGS: Potencia mensual de reserva primaria de frecuencia (MWh).

Se puede dar el caso de que la RPF sea negativa lo cual implica un egreso por este rubro.

El ingreso por RPF para la unidad TG5 en el mes de análisis es de: 34,06 (USD) valor que se muestra en el CUADRO No. D2

VENTA DE POTENCIA EN EL MERCADO OCASIONAL.

El precio para remunerar la potencia mensual es de 5.70 USD/MW por lo que se obtiene lo siguiente:

$$\text{PR} = \text{MIN} (\text{PRPD} ; \text{PMPD}) * 5700 \text{ (USD)}; \text{ (Formula 5.3.6).}$$

Donde:

PR: Potencia remunerable mensual (USD).

PRPD: Potencia remunerable puesta a disposición (MW).

PMPD: potencia media puesta a disposición (MW).

Reemplazando en la Formula 5.3.6 los datos del CUADRO No. D3 se tiene:

$$\text{PR} = \text{MIN} (96,00 ; 29,55) * 5700 \text{ (USD)}$$

De donde la potencia a remunerar en el mes de análisis es de 168.450,32 (USD).

GASTOS OPERATIVOS EN EL MERCADO OCASIONAL.

COMPRA DE AUXILIARES.

Para el mes de análisis día 10 procederemos a calcular la energía de auxiliares comprada al mercado ocasional con la siguiente fórmula:

$$\text{Auxiliares externos } h1 = (\text{Aux totales } h1) - \text{abs}(\text{EB}h1 - \text{EN}h1) \text{ (KWh); (Formula 5.3.7)}$$

Donde:

AUX externos h1: Auxiliares externos a la hora 1 de la unidad TG5.(KWh)

Aux totales h1: Auxiliares totales a la hora 1 de la unidad TG5. (KWh)

EBh1: Energía bruta a la hora 1 producida por la unidad TG5. (KWh)

ENh1: Energía neta producida por la unidad TG5. (KWh)

Datos que se encuentran en el CUADRO No. D1

Reemplazando en la Formula 5.3.7 los datos del cuadro mencionado se tiene:

$$\text{Auxiliares externos } h1 = 0 \text{ (USD).}$$

El pago de la compra de energía al MO. por consumo de auxiliares resulta del producto de los auxiliares externos, el factor de nodo correspondiente a la unidad en este caso TG5 y por el precio de barra de mercado horario, es decir:

$$\text{PC Aux ext } h1 = (\text{Aux ext})h1 * (\text{FN})h1 * (\text{PEBM})h1 \text{ (USD)} \text{ (Formula 5.3.8)}$$

Donde:

PC Aux ext: Pago por compra de auxiliares

Aux ext: Auxiliares externos (KWh)

FN: Factor de nodo

PEBM = Precio de energía en la barra de mercado (cUsd/KWh).

h_1 = Hora1.

Datos que se encuentran en el CUADRO No. D1

Reemplazando en la Formula 5.3.8 los datos del cuadro mencionado se tiene:

PC Aux ext h1 = 0 (USD). Este es el valor por pago de compra de auxiliares al MO. en la hora 1 del día de análisis.

GENERACIÓN OBLIGADA Y GENERACIÓN FORZADA.

El total de estas obligaciones son los pagos que debe realizar el generador de la siguiente forma:

$$\text{PGODIA3} = (\text{GOD} + \text{GOSS} + \text{GOSA})_{\text{DIA10}} * (\text{AUXDIATG5}) / \text{AUXDIA1} (\text{TV1} + \text{TV2} + \text{TV3} + \text{TG4} + \text{TG5}) \text{ (USD); (Formula 5.3.9)}$$

Donde:

PGODIA10: Pago de la generación obligada en el día 10. (USD)

GOD: Generación obligada por demanda en el día 10. (USD).

GOSS: Generación obligada por seguridad del sistema en el día 10. (USD).

GOSA: Generación obligada por seguridad de área en el día 10. (USD).

AUXDIATG5: Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TG5 en el día 10. (KWh) Datos que se encuentran en el CUADRO No. D4

AUXDIA3 (TV1+TV2+TV3+TG4+TG5): Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TG5 en el día 3 de todas las unidades de Electroguayas.

Reemplazando en la Formula 5.3.9 con los datos indicados se tiene:

PGODIA3 = 0,46 (USD). De esta misma forma se realiza el cálculo para los demás días del mes de análisis.

El egreso por generación Forzada de una unidad de generación se la realiza con los datos de las liquidaciones definitivas publicados por CENACE, donde el pago se lo realiza de la siguiente forma:

$$\text{PGFDIA3} = \text{GFDIA10} * (\text{AUXDIA10TG5}) / \text{AUXDIA3} (\text{TV1} + \text{TV2} + \text{TV3} + \text{TG4} + \text{TG5}) \text{ (USD); (Formula 5.3.10)}$$

Donde:

PGFDIA10: Pago de la generación Forzada en el día 10. (USD).

GFDIA10: Pago por la generación forzada en el día 10. (USD).

AUXDIATG5: Auxiliares comprados en el MO. por la unidad TG5 en el día 10. (KWh)

Datos que se encuentran en el CUADRO No. D4

AUXDIA3 (TV1+TV2+TV3+TG4+TG5) : Auxiliares comprados en el MO. en el día 10 de todas las unidades de Electroguayas.

Reemplazando en la Formula 5.3.10 con los datos mencionados se tiene:

PGODIA10 = 0 (USD).

De esta misma forma se realiza el cálculo para los demás días del mes de análisis.

REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El egreso por RPF para la unidad TG5 en el mes de análisis es de: 0 (USD) valor que se muestra en el CUADRO No. D5

RECONOCIMIENTO DE COMBUSTIBLE 003/03.

El reconocimiento por IVA de combustible para el mes de análisis es:

PIVAMESTG5 = (IVA DECLARADO - IVA CENACE)*(EBTGSMENSUAL/EBTOTAL MENSUAL (USD)); (Formula 5.3.11)

Donde:

PIVAMESTG5: Pago por IVA de combustible en el mes de análisis para la unidad TG5. (USD).

IVA DECLARADO: IVA declarado por las unidades de generación de Electroguayas. (USD).

IVA CENACE: IVA estimado por CENACE. (USD)

EBTGSMENSUAL: Energía bruta mensual de la unidad TG5 en el mes de análisis. (KWh)

EBTOTALMESUAL: Energía bruta total de todas las unidades de generación de Electroguayas del mes de análisis. (KWh)

Reemplazando en la Formula 5.3.11 los datos del CUADRO No. D5 se tiene:

PIVAMESTG5 = 5.82 (USD).

CARGOS POR INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA.

Se la obtiene de la siguiente forma:

$$PCIMESTG5 = (AUXMENSUALTG5 * CIMENSUAL) / AUXTOTAL MENSUAL (USD) \text{ (Formula 5.3.12)}$$

Donde:

PCIMESTG5: Pago por IVA de combustible en el mes de análisis para la unidad TG5.

AUXMENSUALTG5: Auxiliar mensual de la unidad TG5. (USD).

CIMENSUAL: Cargo por interconexión. (USD).

AUXTOTAL MENSUAL: Auxiliar total mensual de las unidades de Electroguayas.

Datos que se encuentran En el CUADRO No. D6

Reemplazando en la Formula 5.3.12 los datos indicados anteriormente se tiene:

$$PCIMESTG5 = 168,13 \text{ (USD).}$$

5.4 INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Sobre la base de lo explicado en el capítulo 4; se obtiene El ingreso neto por venta de energía y potencia para el año 2007, es que resulta de la diferencia de todos los ingresos y los egresos de ventas y pagos realizados por las unidades de generación tanto en el mercado contratos como en el mercado ocasional.

5.4.1. MERCADO DE CONTRATOS.

La demanda energética en contrato de las Empresas de Distribución, fue abastecida en parte con la producción de las unidades de la empresa y de la

compra de energía en el mercado spot para poder cumplir los contratos, de donde cada unidad de generación aportó de acuerdo a su disponibilidad y los despachos de generación realizados por el CENACE. Durante el 2007, el aporte total de generación por unidad a vapor en la venta de energía en contratos fueron de 887.544,20 MWh. La cual es la demanda de energía requerida ¹ por parte de las Empresas de Distribución. La venta de energía en contratos para el año 2007 fue de 53'158.513,06 USD. Valores que se muestran en los cuadros 1 y 2 Anexo E.

5.4.2. MERCADO OCASIONAL.

La energía comercializada en el mercado ocasional durante el año 2007, corresponde: 1) a los excedentes que han tenido las unidades a vapor después de cumplir los contratos y, 2) a la energía neta producida por las unidades a diesel.

La energía vendida en este mercado, es remunerada en base el precio marginal de la energía en barra de mercado (de acuerdo a lo establecido en las regulaciones pertinentes) así pues, la energía comercializada en este mercado fue de 698.565,30.MWh, mientras que la venta de energía comercializada fue de 44'756.163,78 (USD), valores de los cuales se muestran en el CUADRO No. E3 del ANEXO E.

Finalmente el ingreso neto que resulta de todos los ingresos y egresos incluyendo los ajustes de los cuales, se explicara en el capítulo 6; se obtiene un total de

¹ Hasta el 14 de septiembre cada generador tenía pactado con cada distribuidor el compromiso de vender la energía previamente pactada, *a partir de las 00:00 del 15 de septiembre* la energía de las unidades a vapor se vende en proporción a la demanda de las Empresas de Distribución de acuerdo a lo estipulado en la Transitoria Sexta de la Ley Reformativa de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico expedida en el R.O. 364 del 26 de septiembre de 2006.

127' 068.251.53 (USD) valor del cual se muestra en el CUADRO No.4 del ANEXO E.

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA EN LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE ELECTROGUAYAS

En este capítulo se realizará el análisis de los resultados obtenidos en base a los procedimientos y cálculos explicados en los capítulos anteriores.

6.1 PERDIDAS EN LA VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA PARA LAS UNIDADES DE ELECTROGUAYAS.

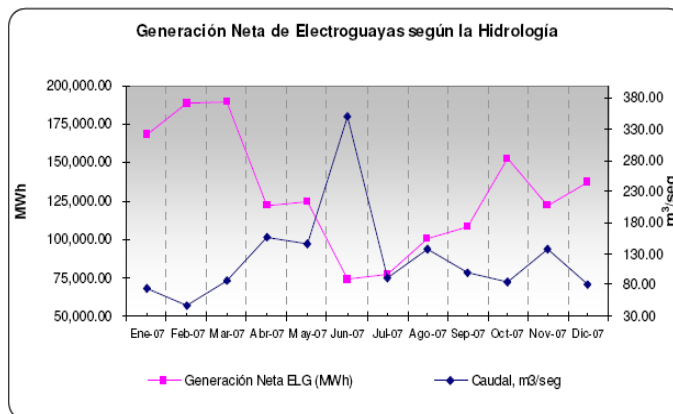
Las pérdidas por ventas de energía y potencia de las unidades de Electroguayas se deben a los eventos imprevistos suscitados en los generadores de la empresa, o a factores externos que afectan directamente a los generadores y por ende a la producción. Estos factores pueden ser por defectos de los generadores, sobrecargas en las líneas de transmisión, que obligan a que las unidades salgan del sistema, mantenimientos de las unidades, o por falta de combustible causando pérdidas en las ventas tanto en el mercado de contratos como en el mercado ocasional donde esta incluida la potencia que representa un rubro significativo en los ingresos de la empresa.

6.2 INFLUENCIA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS SOBRE LA GENERACIÓN DE LAS UNIDADES DE ELECTROGUAYAS S.A.

El comportamiento de la generación de las unidades de Electroguayas está relacionada con los aportes hidrológicos al embalse Amaluza de la central Paute. En efecto, se puede apreciar en la siguiente gráfica la sensibilidad ante los caudales afluentes pues, siendo el

sistema hidrotérmico ecuatoriano predominantemente hídrico, una disminución en los caudales incide en una mayor participación de las unidades térmicas y viceversa.

GRÁFICO No. 1



Durante el 2007, el caudal afluente promedio de Paute fue de 124.65 m3/seg.

En el siguiente cuadro se muestra la generación neta mensual total de las unidades de Electroguayas, además de los caudales y niveles promedio del embalse Amaluza de la central Paute presentados durante el año 2007, de donde se puede apreciar el máximo caudal promedio que se presentó en el mes de junio (352.20 m3/seg.) y el mínimo caudal promedio en el mes de febrero (47.85 m3/seg.); lo cual influyó en una mayor o menor producción de las unidades de generación de Electroguayas.

Es importante mencionar que la energía neta corresponde a toda la energía que produce las unidades de Electroguayas sin descuento de las pruebas de los generadores realizadas a cargo del agente.

CUADRO No. 1

GENERACIÓN NETA DE ELECTROGUAYAS SEGÚN LA HIDROLOGÍA

MES	GENERACIÓN NETA ELG (MWh)	CAUDAL, m3/Seg	COTA m.s.n.m
Ene-07	167.971,59	73,52	1.988,47
Feb-07	189.075,99	47,85	1.983,31
Mar-07	189.860,68	86,97	1.987,36
Abr-07	122.192,61	156,69	1.989,20
May-07	124.372,47	146,13	1.987,74
Jun-07	73.687,31	352,20	1.989,98
Jul-07	77.498,80	90,72	1.986,71
Ago-07	100.202,27	137,17	1.987,93
Sep-07	108.070,00	99,45	1.988,38
Oct-07	153.249,00	85,76	1.988,70
Nov-07	122.128,70	137,82	1.989,86
Dic-07	137.571,80	81,49	1.988,11

La central con mayor producción hidroeléctrica para el año 2007 fue Paute con 5.011,90 GWh, que corresponde al 56,60% del total de Energía hidroeléctrica.

El Agente Generador con la menor producción hidroeléctrica fue la Central Sibimbe generó 89,41 GWh que corresponde al 1,01% del total de energía hidroeléctrica.

En marzo ingresó al MEM como generador hidráulico la Central San Francisco que participó con una producción de 814,95 GWh. Valores que se muestran en el siguiente cuadro.

CUADRO No. 2.

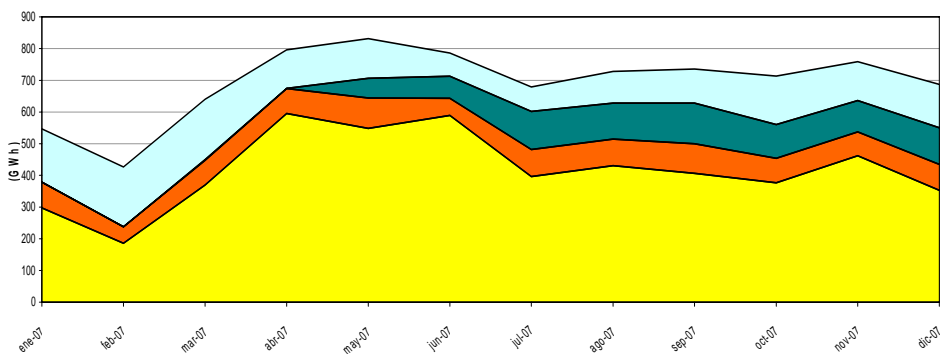
GENERACIÓN NETA DE ELECTROGUAYAS SEGÚN LA HIDROLOGÍA

PRODUCCION HIDRAULICA NETA (GWh)	Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	TOTAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACION
PAUTE	297,96	185,82	369,69	595,20	548,18	599,05	396,42	431,10	406,70	376,49	462,24	353,05	5011,90	56,60%
AGOYÁN	80,80	51,71	77,95	78,54	96,11	54,02	85,73	83,44	92,89	77,51	75,33	81,77	935,80	10,57%
PUCARA	13,27	20,21	14,01	7,62	7,87	12,13	23,87	19,33	28,51	19,93	16,55	21,41	204,71	2,31%
M.LANIADO (HIDRONACIÓN)	52,31	41,69	41,31	39,63	40,80	39,52	40,86	42,90	39,65	45,47	42,33	53,40	519,87	5,87%
SIBIMBE	9,67	9,21	9,67	9,80	10,33	9,93	9,15	6,73	4,80	2,91	3,54	3,67	89,41	1,01%
EL CARMEN Y RECUPERADORA (EMMAAP-Q)	9,78	8,68	9,12	8,31	8,68	9,19	10,59	12,20	12,73	8,52	8,25	9,01	115,06	1,30%
AUTOPRODUCTORES (CENTRALES HIDRAULICAS)	23,54	22,08	26,00	26,25	26,09	27,35	32,95	36,91	34,89	37,06	34,81	36,57	364,50	4,12%
SAUCAY Y SAYMIRIN (ELECAUSTRO)	16,01	15,19	17,07	18,42	19,27	22,02	15,18	16,35	17,95	18,42	19,08	19,51	214,47	2,42%
CENTRALES HIDRAULICAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	49,40	36,09	47,71	60,59	64,01	55,52	42,15	39,18	36,84	43,15	52,89	56,40	583,93	6,59%
SAN FRANCISCO	0,00	0,00	2,57	0,45	62,19	69,31	119,30	113,27	128,07	106,26	98,52	115,01	814,95	9,20%
TOTAL	552,74	390,68	615,10	844,81	883,53	888,04	776,20	801,41	803,03	735,72	813,54	749,80	8854,60	100,0%

Con los valores de generación hidráulica más relevantes en el año 2007 y la generación de las unidades de Electroguayas se obtiene que las unidades de Electroguayas tienen una producción muy significativa la cual es del 18,80% con respecto a la producción hidráulica, la cual se muestra en el cuadro del GRÁFICO 2.

GRÁFICO No. 2

ENERGÍA NETA DE ELECTROGUAYAS SEGÚN LA HIDROLOGÍA



PRODUCCION NETA (GWh)	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	dic-07	TOTAL	PARTICIPACION %
PAUTE	297,96	185,82	369,69	595,20	548,18	589,05	396,42	431,10	406,70	376,49	462,24	353,05	5011,90	60,18%
AGOYAN	80,80	51,71	77,95	78,54	96,11	54,02	85,73	83,44	92,89	77,51	75,33	81,77	935,80	11,24%
SAN FRANCISCO	0	0	2,57	0,45	62,19	69,31	119,3	113,27	128,07	106,38	98,53	115,01	814,95	9,79%
ELECTROGUAYAS	167,97	189,08	189,88	122,19	124,37	73,69	77,54	100,20	108,07	153,25	122,13	137,57	1565,88	18,80%
TOTAL	546,73	426,61	640,07	796,38	830,85	786,07	678,95	728,01	735,73	713,51	758,22	687,40	8328,53	100,00%

6.3 PARTICIPACIÓN DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE ELECTROGUAYAS EN EL SNI.

Durante el período enero-diciembre 2007 la contribución de energía eléctrica de Electroguayas al SNI fue del 10,29%, mientras que con relación a la producción termoeléctrica Electroguayas participó con el 28,46%. La generación neta total del sistema y la participación de Electroguayas se muestran en el siguiente cuadro y gráficos a continuación:

CUADRO No. 3

DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NETA (MWh)

MES/UNID	ELG	OTRAS TÉRMICAS	IMPORT.	HIDRO	GAS	SNI
Ene-07	167,972	375,366	110,805	552,732	88,521	1,295,396
Feb-07	189,076	393,715	102,547	390,680	85,761	1,161,779
Mar-07	189,861	322,887	82,935	615,099	92,375	1,303,157
Abr-07	122,193	206,557	45,318	844,806	64,458	1,283,332
May-07	124,372	194,840	49,665	883,535	73,837	1,326,250
Jun-07	73,687	192,912	34,270	888,044	50,372	1,239,286
Jul-07	77,499	246,328	85,168	776,201	66,829	1,252,025
Ago-07	100,202	207,360	68,502	801,327	74,148	1,251,539
Sep-07	108,070	165,148	71,297	803,032	82,574	1,230,121
Oct-07	153,249	259,427	46,495	735,735	89,380	1,284,286
Nov-07	122,129	201,969	72,021	813,528	62,704	1,272,351
Dic-07	137,572	257,987	91,845	749,789	80,871	1,318,064
Ene-Dic 07	1,565,881	3,024,497	860,869	8,854,508	911,830	15,217,585

Fuente: CENACE

Otras Térmicas: incluyen unidades de vapor y gas que usan fuel oil, residuo y diesel.

Gas: generación con gas natural (Machala Power)

GRÁFICO No.3

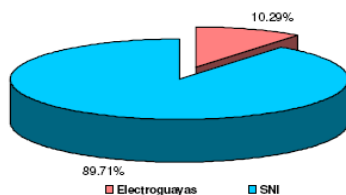
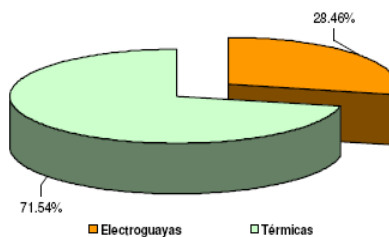
PARTICIPACIÓN DE ELECTROGUAYAS CON RESPECTO A LA
GENERACIÓN TOTAL DEL SNI

GRÁFICO No.4

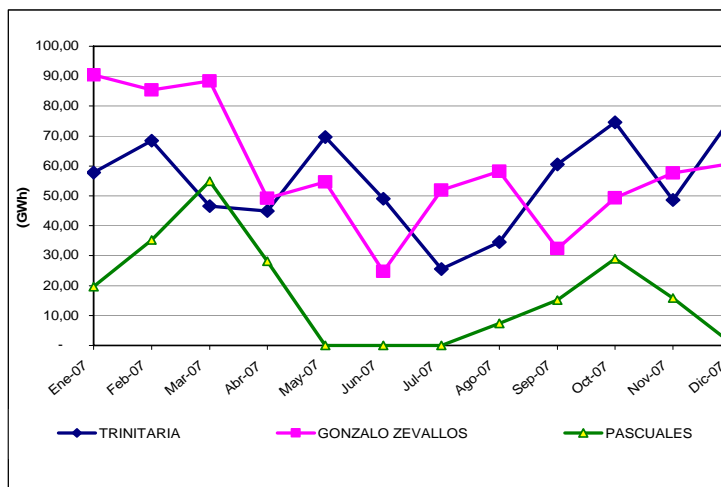
PARTICIPACIÓN DE ELECTROGUAYAS CON RESPECTO A LA
GENERACIÓN TÉRMICA

La Empresa Electroguayas contribuyó con la mayor parte de la producción térmica 1.565,88 GWh (28,46% del total de la producción térmica neta).

En el gráfico No.5 se puede apreciar la curva de carga de la producción neta de las unidades de generación de la empresa para el año 2007, en donde la menor producción de las unidades de generación de la empresa se concentra en el periodo lluvioso para los meses de abril a septiembre, siendo la Hidroeléctrica San Francisco con dos unidades que suman 216 MW de potencia efectiva, quien afectó directamente sobre la programación de generación de las unidades de Electroguayas. Por lo anterior, la participación de Electroguayas con respecto al SNI fue del 10.29% en el año 2007.

GRÁFICO No. 5

CURVA DE CARGA DE LA PRODUCCIÓN NETA EN PERIODOS DE ESTACIÓN LLUVIOSA Y SECA



PERIODO LLUVIOSO (Abr- Sept)	PERIODO SECO (Oct-mar)
MWH	MWH
606,02	959,86

6.4 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ENTRE LAS UNIDADES DE ELECTROGUAYAS.

La energía comercializada, corresponde a aquella energía que es remunerada en el Mercado Eléctrico Mayorista, la cual es el resultado de la energía neta no remunerada por pruebas a cargo del agente, ya sea en los contratos a plazos celebrados entre Electroguayas y las Empresas de Distribución, a si como también en el mercado ocasional o spot; en ambos casos, el precio al que se liquida la energía dependerá de las condiciones establecidas tanto en los contratos suscritos como en la normativa vigente.

Para el año 2007, la energía comercializada en el Mercado Eléctrico Mayorista fue de 1.565,43 GWh, de los cuales la unidad TV1 de la central Trinitaria tubo la mayor participación entre las unidades de la compañía (41.92 %). El aporte de cada una de las unidades se lo puede apreciar en el Cuadro No.4 que se muestra a continuación.

CUADRO No.4

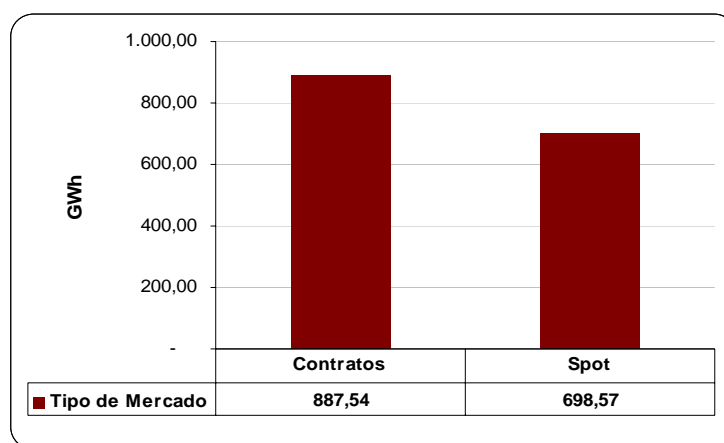
ENERGÍA COMERCIALIZADA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (GWh).

ENERGIA COMERCIALIZADA (GWh)	Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	TOTAL	Participación
TV1	57,83	68,48	46,58	44,96	69,69	49,00	25,55	34,52	60,47	74,58	48,59	75,93	656,18	41,92%
TV2	45,99	43,28	43,70	27,16	29,97	1,39	19,13	34,64	32,41	37,66	29,10	33,36	377,78	24,13%
TV3	44,41	42,07	44,73	21,97	24,71	23,30	32,83	23,62	-	11,69	28,57	27,43	325,34	20,78%
TG4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
TG5	19,74	35,20	54,85	28,10	-	-	-	7,42	15,19	28,91	15,84	0,85	206,11	13,17%
TOTAL	167,97	189,04	189,86	122,19	124,37	73,69	77,50	100,20	108,07	152,83	122,12	137,57	1.565,41	100,00%

La energía comercializada por tipo de mercado, en resumen, se presenta en el Gráfico No.6 adjunto, del cual se puede observar que se ha colocado más energía en el mercado de contratos que en el mercado spot.

GRÁFICO No. 6

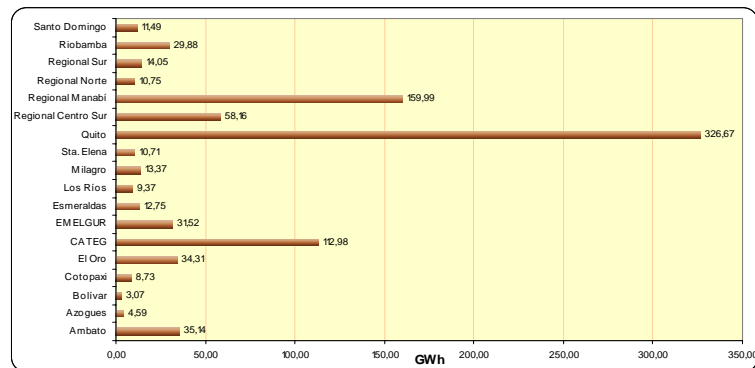
ENERGÍA COMERCIALIZADA POR TIPO DE MERCADO (GWh)



La demanda energética en contrato de las Empresas de Distribución, fue abastecida en parte con la producción de las unidades. Durante el 2007, los requerimientos de energía en contrato fueron de 887,54 GWh; esta demanda de energía requerida por parte de las Empresas de Distribución, fue como se aprecia en el Gráfico No.7

GRÁFICO No. 7

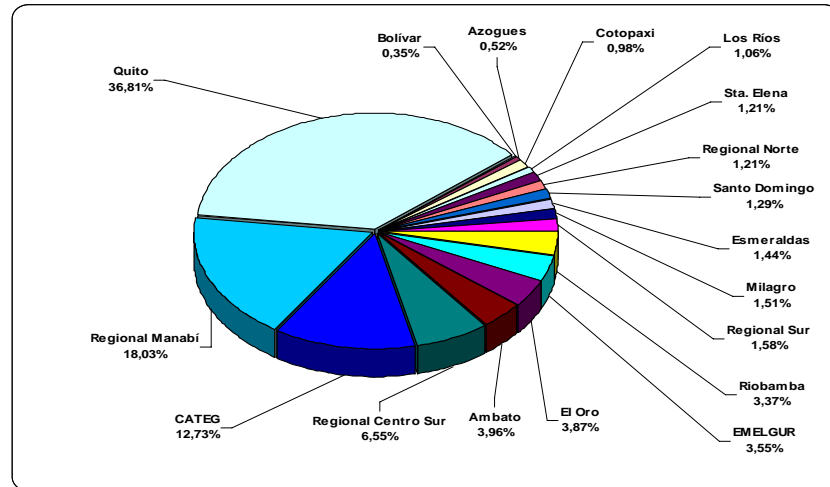
**REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA DE LAS EE.DD. EN CONTRATOS A
PLAZO (GWh)**



De la energía contratada por las Empresas de Distribución, la mayor demanda fue solicitada por las Empresas Eléctricas QUITO, MANABÍ y CATEG, quienes en conjunto suman el 67,56% de la energía colocada en contratos. En el Gráfico No. 8 se presenta la participación de las Empresas de Distribución en la venta de energía en contratos.

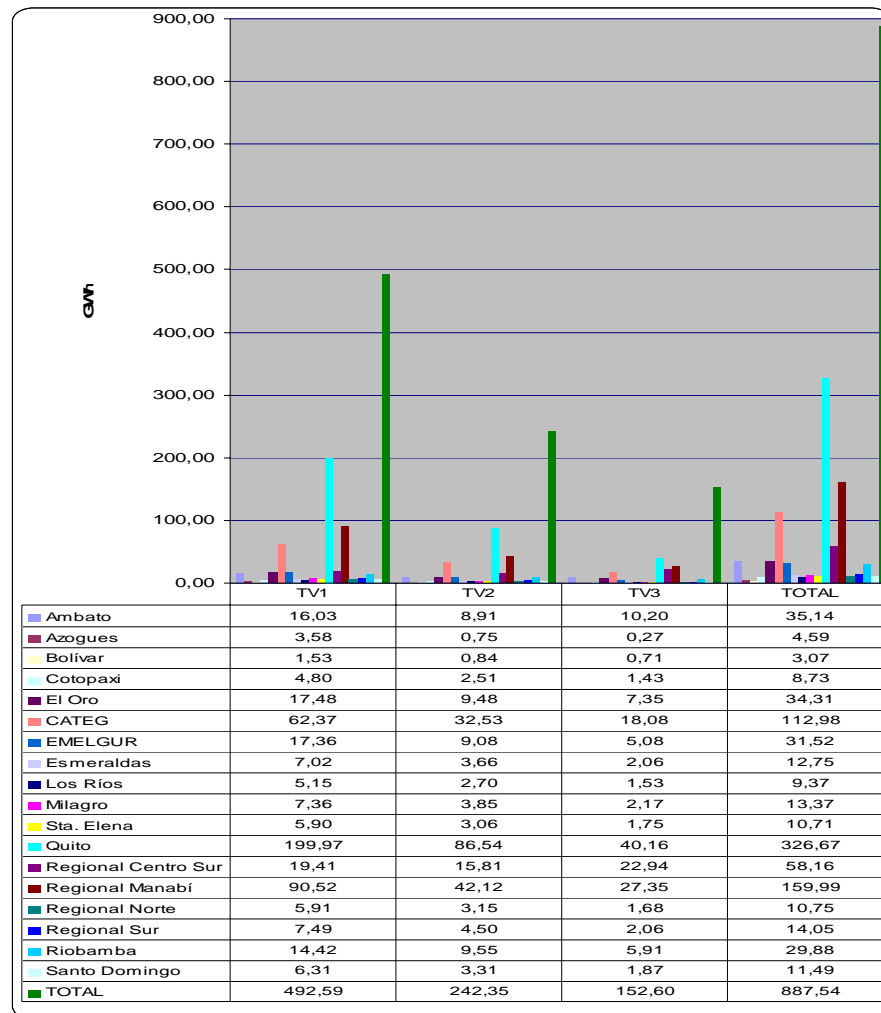
GRÁFICO No. 8

PARTICIPACIÓN DE EE.DD. EN LA VENTA DE ENERGÍA CONTRATADA



De la generación entregada en contratos, la unidad TV1 fue la que más energía aportó para cumplir los compromisos adquiridos por venta de energía en este mercado. En el Gráfico No. 9 se presenta el aporte total de cada unidad a vapor para cada Empresa de Distribución en la venta de energía en contratos.

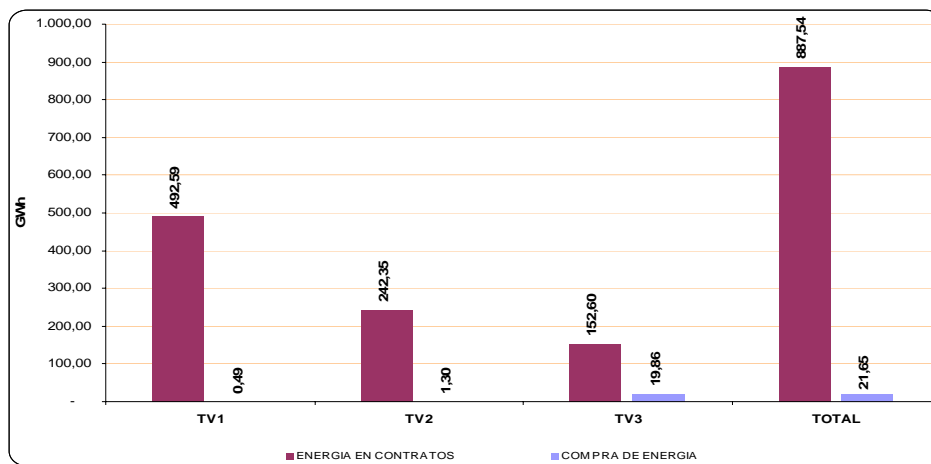
GRÁFICO No. 9
APORTE TOTAL DE GENERACIÓN POR UNIDAD A VAPOR EN LA VENTA
DE ENERGÍA EN CONTRATOS (GWh)



Para satisfacer los requerimientos de energía en contrato de las Empresas de Distribución, las unidades a vapor en lo posible cubrieron tales demandas energéticas, sin embargo en algunos meses fue necesario comprar energía en el mercado spot para poder cumplir los contratos.

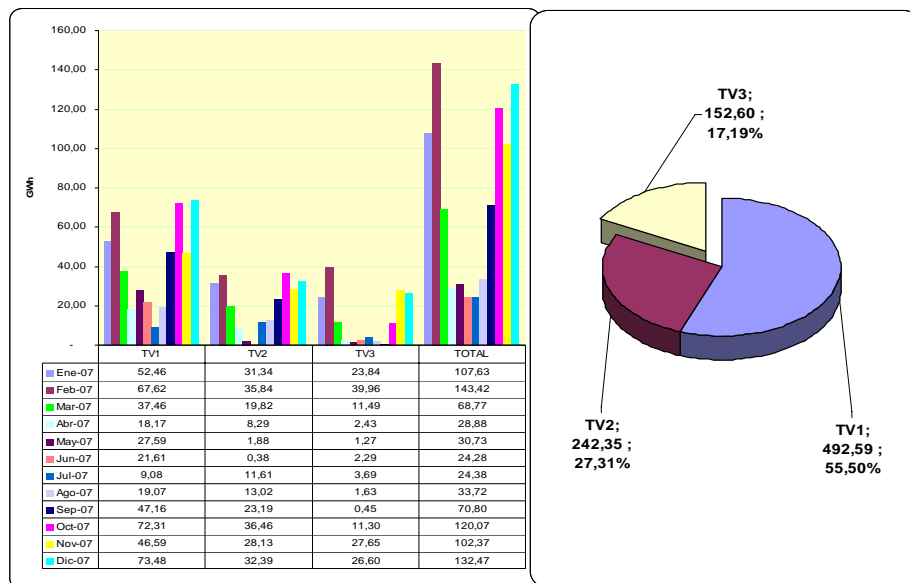
En el Gráfico No. 10, se presenta la energía comercializada anual por las unidades a vapor, la energía comprada por cada unidad para cubrir contratos y el total de energía comercializada y comprada.

GRÁFICO No. 10
ENERGÍA COMERCIALIZADA EN CONTRATOS A PLAZO Y ENERGÍA
COMPRADA PARA CUBRIR CONTRATOS (GWh).



Para el cumplimiento mensual de los contratos de energía, cada unidad de generación aportó de acuerdo a su disponibilidad y los despachos de generación realizados por el CENACE. En el Gráfico No. 11 se tiene la energía comercializada en contrato por cada unidad y en cada mes.

GRÁFICO No. 11
ENERGÍA COMERCIALIZADA POR CADA UNIDAD EN CONTRATOS A
PLAZO (GWh)



De éste gráfico se puede apreciar la mayor venta de energía en contratos, se realizó en el mes de febrero, seguido por el mes de diciembre; en ambos casos el mayor aporte lo realizó la unidad TV1.

Mercado Ocasional.

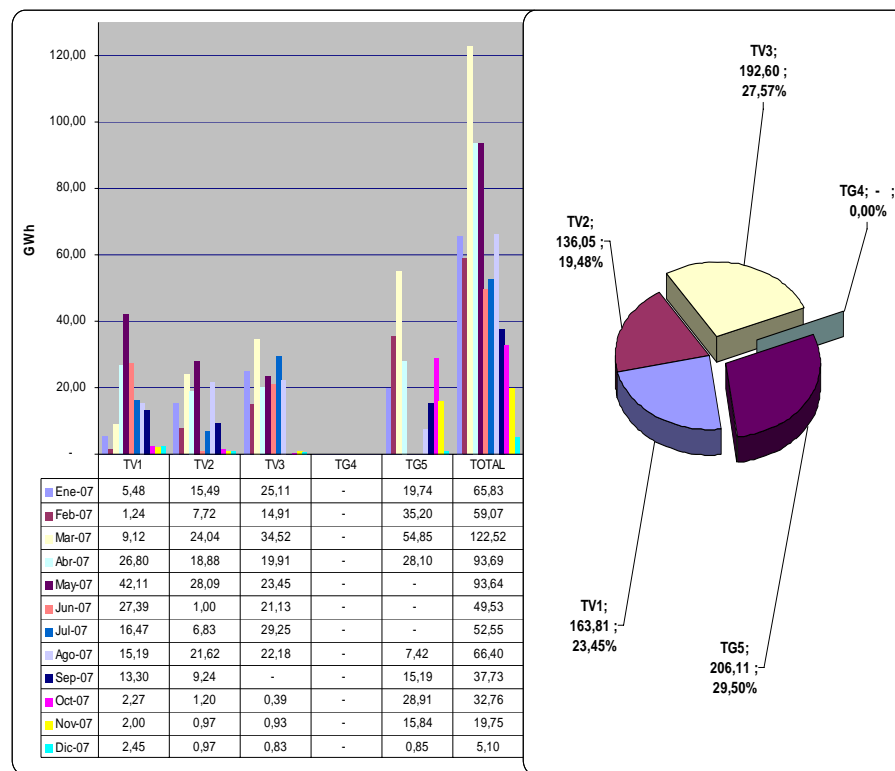
Venta de Energía en el Mercado Ocasional.

La energía comercializada en el mercado ocasional, corresponde: 1) a los excedentes que han tenido las unidades a vapor después de cumplir los contratos y, 2) a la energía neta producida por las unidades a diesel.

La energía vendida en este mercado, es remunerada en base el precio marginal de la energía en barra de mercado (de acuerdo a lo establecido en las regulaciones pertinentes) así pues, la energía comercializada en este mercado fue de 698,57 GWh, siendo la unidad TG5 de la Central Dr. Enrique García, la que vendió mas energía en este mercado.

En el Gráfico No. 12 se presenta la energía mensual y anual colocada por cada una de las unidades en el mercado ocasional.

GRÁFICO No. 12
ENERGÍA COMERCIALIZADA POR CADA UNIDAD EN EL MERCADO
OCASIONAL (GWh)



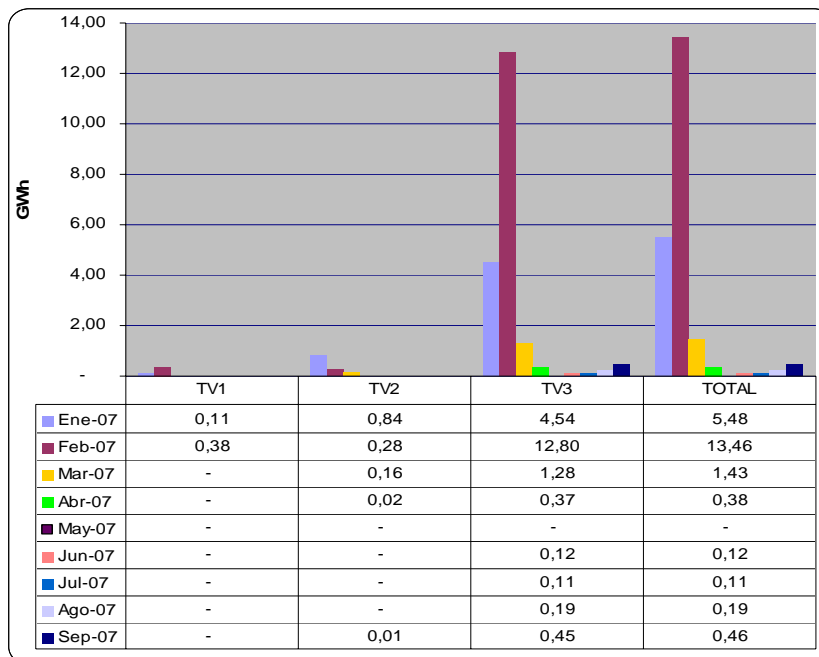
Compra de Energía para cubrir contratos.

Considerando que en algunos meses la producción de energía a vapor no fue lo suficiente para cubrir los contratos de energía, fue necesario realizar en el año una compra total de 21,65 GWh en el mercado ocasional para poder cumplir los contratos.

De acuerdo a las transacciones de energía, la mayor compra fue realizada por la unidad TV3, requiriéndose de un total 19,86 GWh en el año ocurriendo que en el mes de febrero se produjo la mayor compra (12,80 GWh). En el Gráfico No. 13 se muestran las compras mensuales de energía por cada unidad realizadas en el año 2007.

GRÁFICO No. 13

ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL PARA CUBRIR CONTRATOS



De acuerdo a lo indicado las compras de energía para cumplir los contratos fueron realizadas hasta el 14 de septiembre, puesto que a partir del 15 de septiembre se suscribieron los nuevos contratos de energía en base a lo establecido en la transitoria sexta de la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

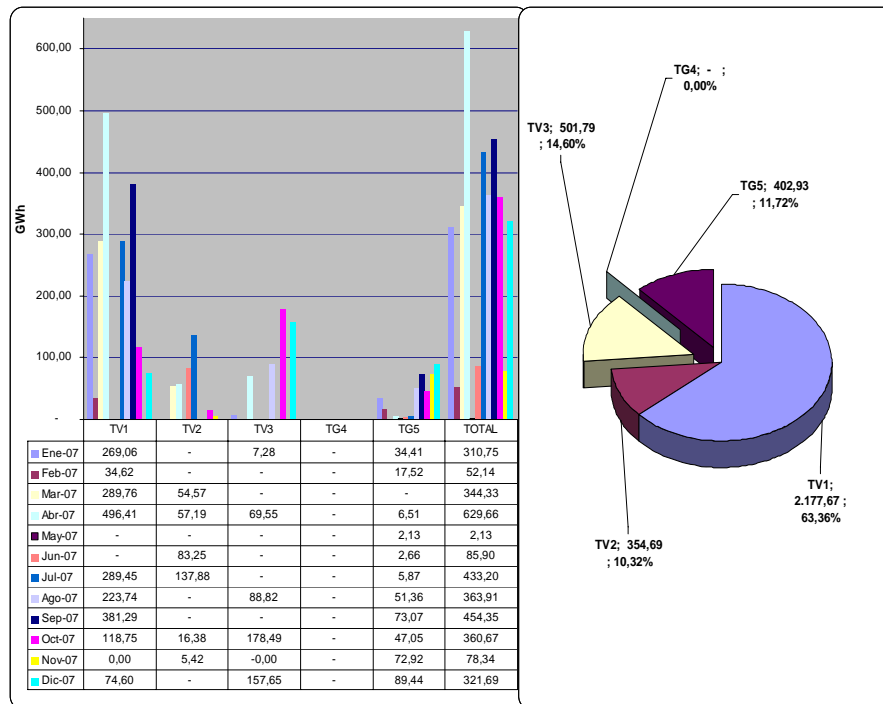
Compra de energía para consumo de auxiliares

A fin de satisfacer los requerimientos de energía de los equipos auxiliares internos a las unidades de generación cuando éstas no se encontraban generando por diversos motivos, fue necesario recurrir a la compra de energía en el mercado ocasional, la misma que ascendió a 3.437,07 MWh durante el 2007. La mayor compra realizada fue para la unidad TV1, misma que representó un 63,36% del total de energía compra para consumo interno de auxiliares.

En el Gráfico No. 14 se presentan los requerimientos mensuales y anuales por compra de energía para consumo interno.

GRÁFICO No. 14

**ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL PARA CONSUMO
DE AUXILIARES**



Venta de Energía y Potencia Reactiva.

En este año, la unidad TG4, no ha podido operar como compensador síncrono para vender su energía reactiva al Mercado Eléctrico Mayorista puesto que, desde el 31 de octubre de 2004, esta unidad se ha mantenido indisponible.

Venta de Potencia Activa.

De acuerdo a los estudios realizados por el CENACE y conforme lo establecido en la Regulación CONELEC No. 004-03, Electroguayas tubo una asignación de Potencia Remunerable según se detalla en el Cuadro No. 5.

CUADRO No. 5
POTENCIA REMUNERABLE ASIGNADA (Mw.).

	PERIODO	
	Ene-Sept/07	Oct-Dic/07
TV1	108,29	133,00
TV2	70,05	72,80
TV3	69,76	72,59
TG4	-	-
TG5	75,93	96,00
TOTAL	324,03	374,40

Para el periodo enero-septiembre/07, los valores de potencia remunerable (PR) corresponden al valor promedio real obtenido en el periodo de análisis noviembre/06 – febrero/07, de acuerdo a lo establecido en el literal e) de la **Regulación No. CONELEC 003-04**. La PR para el periodo octubre-diciembre/07, son valores referenciales mismos que serán redefinidos una vez que concluya el periodo de evaluación noviembre/07 – septiembre/08 tal como lo establece la Regulación No. CONELEC 003-04.

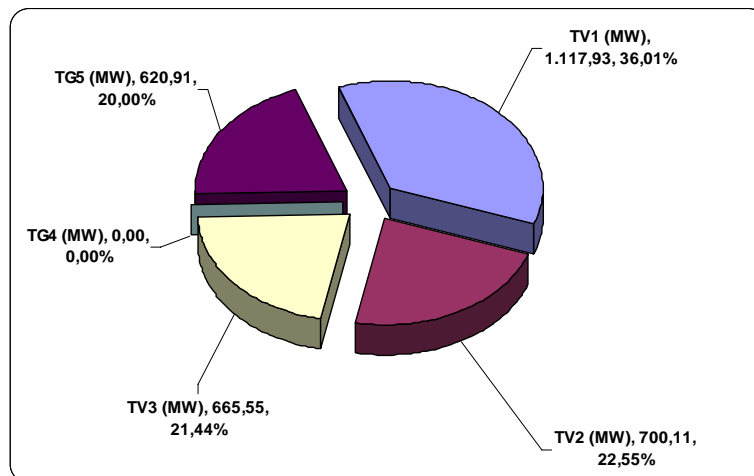
De acuerdo a la disponibilidad de las unidades de generación, el valor de la Potencia Remunerada de cada una ellas fue como se indica en el siguiente Cuadro No. 6.

CUADRO No. 6
POTENCIA REMUNERADA (Mw.)

MES	TV1	TV2	TV3	TG4	TG5	TOTAL
Ene-07	82,38	70,56	70,31	-	55,10	278,35
Feb-07	105,64	68,88	68,32	-	62,09	304,93
Mar-07	67,53	64,32	67,33	-	75,93	275,11
Abr-07	88,19	64,20	62,63	-	58,90	273,92
May-07	108,29	68,09	67,21	-	-	243,60
Jun-07	108,29	2,21	67,08	-	-	177,58
Jul-07	64,18	27,74	67,01	-	-	158,92
Ago-07	64,06	67,75	51,35	-	72,69	255,84
Sep-07	104,28	67,63	-	-	75,93	247,83
Oct-07	112,64	66,18	18,52	-	94,75	292,09
Nov-07	87,23	66,46	71,57	-	95,97	321,22
Dic-07	125,22	66,09	54,23	-	29,55	275,09
TOTAL	1.117,93	700,11	665,55	-	620,91	3.104,50

De este cuadro se puede observar, que la unidad que acumuló la mayor cantidad de Potencia Remunerada fue la unidad TV1 con 1.117,93 Mw. lo cual equivale al 36.01% del total de potencia que se remuneró en el año, mismo que se puede apreciar en el Gráfico No. 15

GRÁFICO No. 15
POTENCIA REMUNERABLE ACUMULADA (Mw.)



INFORMACIÓN ECONÓMICA POR CONCEPTO DE VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA Y LAS OBLIGACIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.

La información económica se refiere a la facturación que se ha realizado por concepto de venta de energía y potencia en los Mercados de Contratos y Ocasional, a si como las Obligaciones (Egresos) relacionadas a las compras de energía y otros en el Mercado Ocasional.

Facturación en el Mercado de Contratos a Plazo.

De acuerdo a los precios de energía establecidos en los contratos de compraventa con las diferentes Empresas de Distribución, en el año 2007 la facturación por venta de energía en contratos a plazo fue de \$US 53' 158.513,06, de los cuales el detalle por cada empresa y por mes facturado fue como se indica en el Cuadro No. 7.

CUADRO No. 7

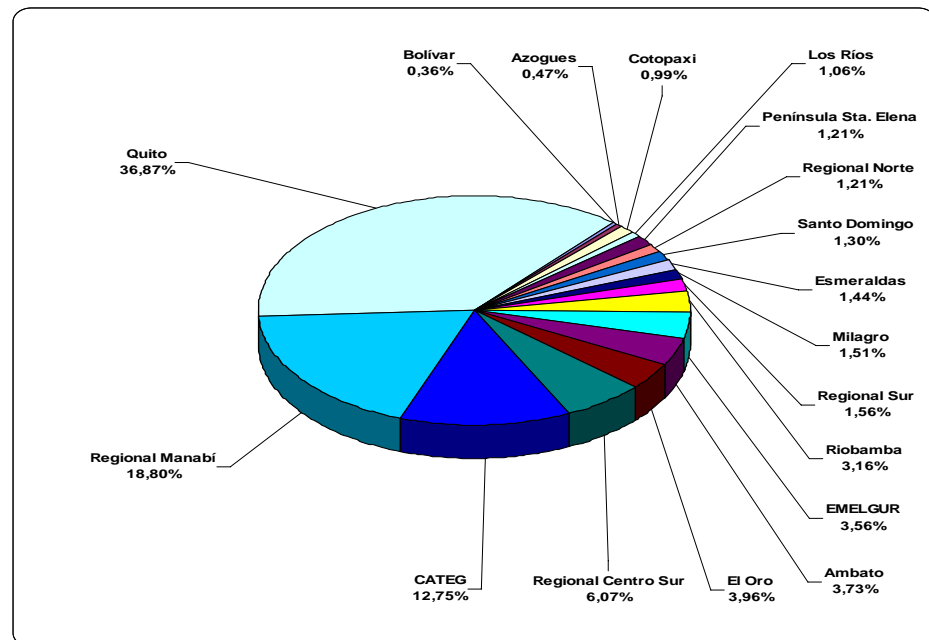
FACTURACIÓN DE ENERGÍA EN CONTRATOS POR EE.DD.

(EN MILES DE de USD)

EMPRESA ELÉCTRICA	Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	TOTAL
Ambato	240,80	486,77	240,93	91,90	93,01	83,72	61,44	-	83,22	164,15	196,10	242,88	1.984,94
Azogues	11,36	13,57	18,23	58,74	24,81	81,66	3,47	30,18	7,66	-	-	-	249,68
Bolívar	18,99	20,25	17,06	12,03	15,90	9,63	10,19	-	12,80	23,13	20,36	29,02	189,35
Cotopaxi	-	-	-	-	-	-	-	-	61,41	161,01	131,90	169,70	524,02
El Oro	200,00	213,51	184,72	128,67	168,32	96,03	-	-	136,87	326,38	279,30	372,04	2.105,84
CATEG	-	-	-	-	-	-	-	-	900,96	1.896,56	1.719,86	2.261,38	6.778,76
EMELGUR	-	-	-	-	-	-	-	-	236,61	568,05	462,84	623,61	1.891,11
Esmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	95,96	228,84	189,79	250,40	764,99
Los Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	68,79	164,93	141,61	186,81	562,14
Milagro	-	-	-	-	-	-	-	-	99,09	236,54	201,64	265,17	802,44
Península Sta. Elena	-	-	-	-	-	-	-	-	77,14	189,91	159,72	216,03	642,80
Quito	4.220,36	6.011,49	1.806,38	261,48	352,56	161,72	225,16	779,59	1.268,43	1.627,14	1.303,42	1.583,33	19.601,07
Regional Centro Sur	516,86	505,83	587,02	105,30	71,24	9,51	52,74	119,60	186,46	388,40	292,77	390,30	3.226,04
Regional Manabí	980,65	994,69	920,78	885,97	907,68	880,41	907,53	906,07	675,38	643,79	556,44	732,97	9.992,36
Regional Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	94,09	198,15	156,09	196,65	644,96
Regional Sur	66,41	68,51	60,13	42,32	56,88	34,58	36,55	44,54	65,02	117,39	99,71	136,32	828,36
Riobamba	194,88	399,08	196,01	125,73	133,21	87,44	145,10	120,05	89,69	62,74	54,88	71,64	1.680,45
Santo Domingo	-	-	-	-	-	-	-	-	86,36	207,00	175,83	220,01	689,20
TOTAL	6.450,30	8.713,71	4.031,27	1.712,14	1.823,60	1.444,72	1.442,18	2.000,03	4.245,93	7.204,12	6.142,27	7.948,25	53.158,51

De este cuadro se tiene, que las tres principales Empresas Eléctricas que registraron una mayor facturación fueron QUITO, MANABÍ y CATEG con una participación del 36,87%, 18,80% y 12,75% respectivamente (68,42% en total). En el Gráfico No. 16 se presenta el porcentaje de participación en la facturación por Empresa de Distribución durante el año 2007.

GRÁFICO No. 16
PARTICIPACIÓN DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN EN LA
FACTURACIÓN DE VENTA DE ENERGÍA EN CONTRATOS



En cuanto a las ventas de energía en contrato por cada unidad, se tiene que la unidad TV1 fue la que más aportó a la venta en contrato con un total de \$US MM 29,45.

El detalle mensual y total anual de las ventas de energía en contrato, se lo presenta en el siguiente Cuadro No. 8

CUADRO No. 8
FACTURACIÓN DE ENERGÍA EN CONTRATOS POR UNIDAD (EN MILES DE USD).

MES	TV1	TV2	TV3	TOTAL
Ene-07	3.116,32	1.883,28	1.450,71	6.450,30
Feb-07	4.107,99	2.173,27	2.432,44	8.713,71
Mar-07	2.192,98	1.162,22	676,07	4.031,27
Abr-07	1.078,03	488,84	145,27	1.712,14
May-07	1.633,29	113,54	76,77	1.823,60
Jun-07	1.284,35	22,76	137,61	1.444,72
Jul-07	537,06	686,70	218,42	1.442,18
Ago-07	1.131,26	772,27	96,50	2.000,03
Sep-07	2.828,42	1.390,30	27,21	4.245,93
Oct-07	4.338,43	2.187,90	677,78	7.204,12
Nov-07	2.795,50	1.688,01	1.658,76	6.142,27
Dic-07	4.408,84	1.943,18	1.596,24	7.948,25
TOTAL	29.452,46	14.512,27	9.193,78	53.158,51

Facturación en el Mercado Ocasional.

Los rubros considerados para la facturación en el Mercado Ocasional, son:

- Energía Vendida en el Mercado Ocasional,
- Generación Obligada,
- Generación Forzada,
- Energía Reactiva,
- Potencia Reactiva,
- Potencia Remunerable,
- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF),
- IVA del Combustible,
- Ajustes.

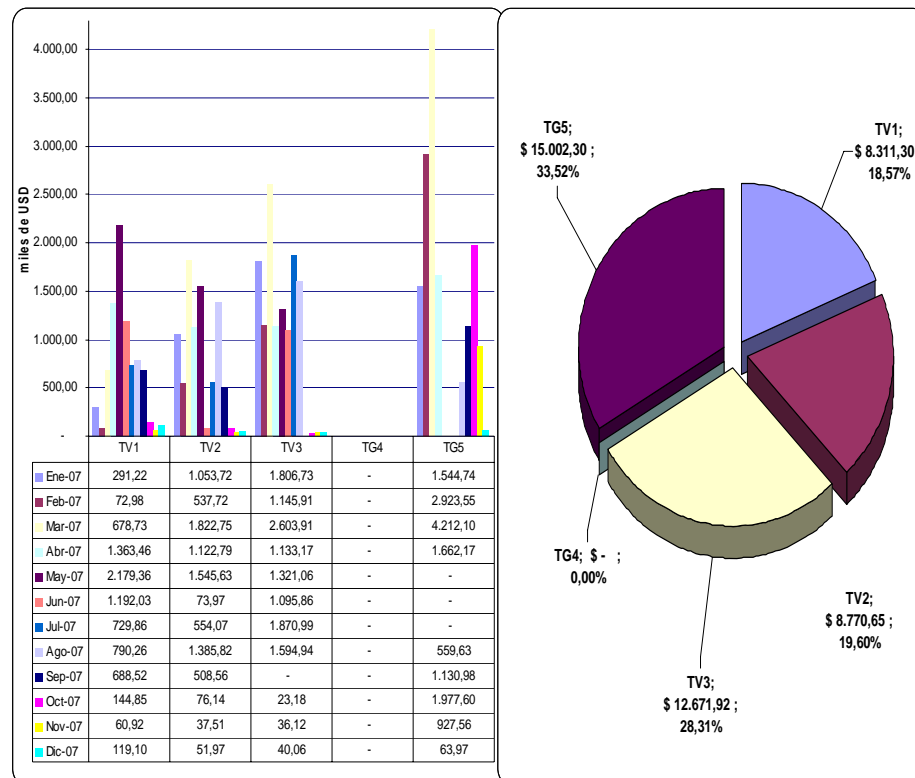
Energía Vendida en el Mercado Ocasional

La facturación por este rubro fue de \$ US MM 44,76, de los cuales el 33,52% corresponden a la generación comercializada por la unidad TG5 de la central Dr. Enrique García.

En el Gráfico No. 17 se presentan los valores facturados mensuales por unidad así como también la participación total anual.

GRÁFICO No. 17

FACTURACIÓN POR VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL (EN MILES DE USD).

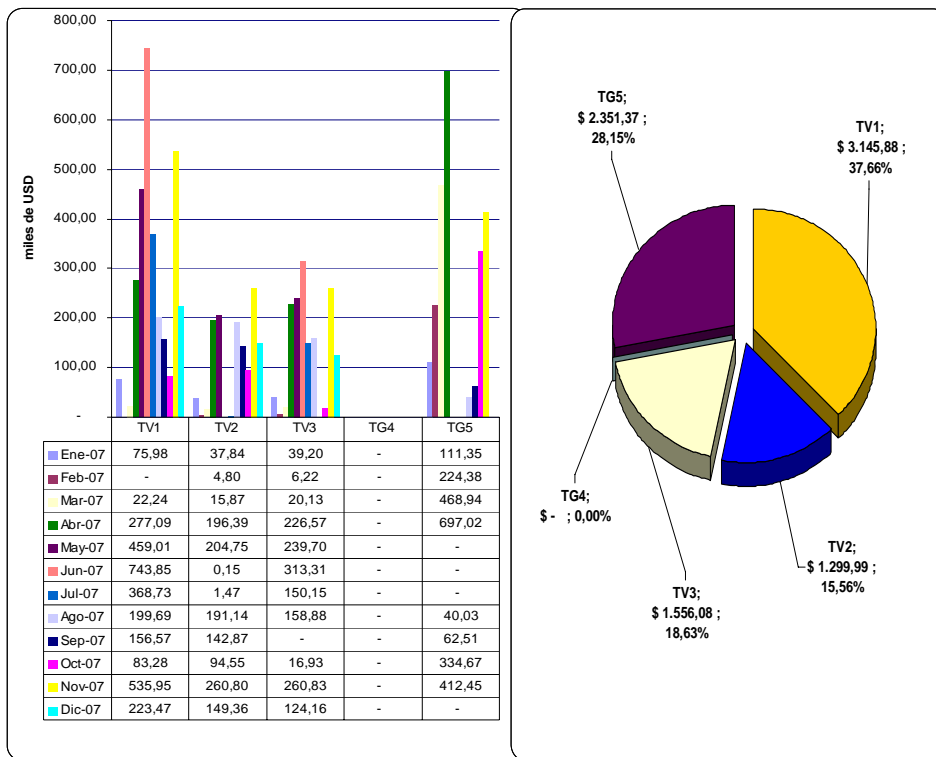


Generación Obligada

Los requerimientos del SNI., han conllevado que las unidades operen en algunos meses bajo la modalidad “OBLIGADA”. La facturación realizada por este tipo de generación, fue de \$US MM 8,35, siendo la unidad TV1 quien registra los mayores ingresos (37,66%) del total facturado por este rubro. En el Gráfico No. 18 se detallan los valores facturados mensuales por unidad y la participación total anual por este rubro.

GRÁFICO No. 18

FACTURACIÓN POR GENERACIÓN OBLIGADA (MILES DE USD).

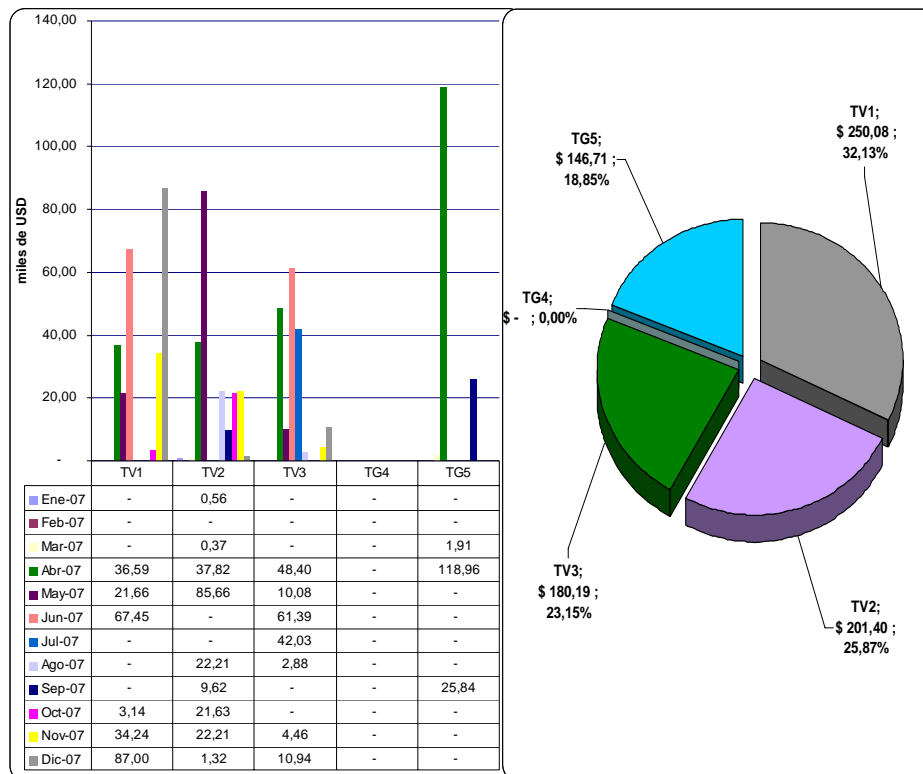


Generación Forzada

Por ciertas condiciones técnicas del SNI., nuestras unidades han operado de manera forzada en ciertos meses del 2007. La facturación por este tipo de operación “FORZADA”, ascendió a \$US M 778,38, ocurriendo que la unidad TV1 fue la que percibió los mayores ingresos (32,13%) del total facturado por este rubro. En el Gráfico No. 19 se detallan los valores facturados mensuales por unidad y la participación total anual por este rubro.

GRÁFICO No. 19

FACTURACIÓN POR GENERACIÓN FORZADA (MILES DE USD)



Energía y Potencia Reactiva

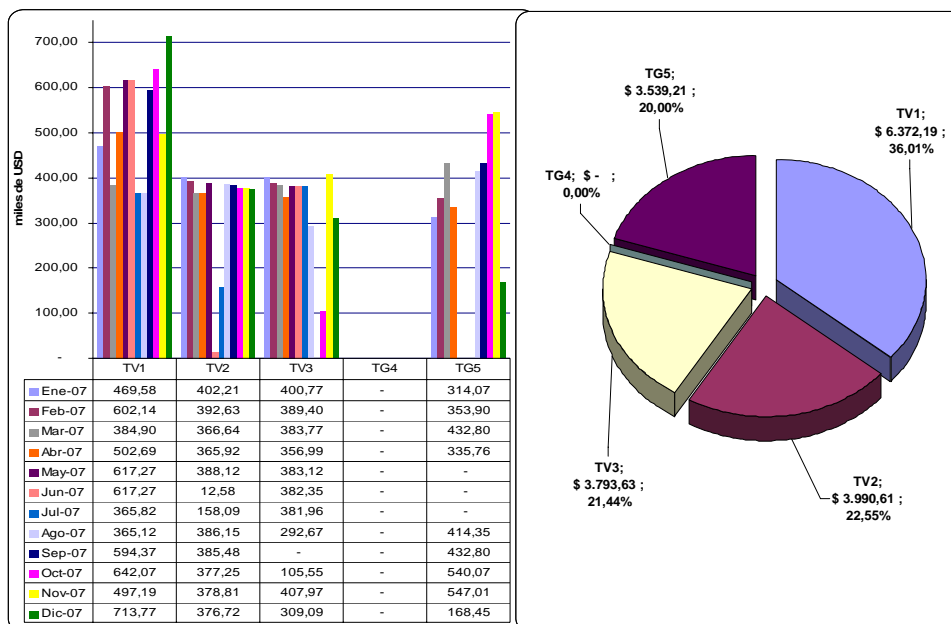
La generación de reactivos no ha sido posible puesto que aun la unidad TG4 continúa indisponible.

Potencia Remunerable

Los ingresos por Potencia Remunerable, corresponden a la potencia indicada en el Cuadro No. 6 sancionados al precio de \$5,7/Kw.-mes conforme lo establecido en la Regulación No. CONELEC 003-04; para este año la facturación por este rubro fue de \$US MM 17,70. En el Gráfico No. 20 se presentan los valores facturados mensuales y participación por este rubro.

GRÁFICO No. 20

FACTURACIÓN POR POTENCIA REMUNERABLE (MILES DE USD)

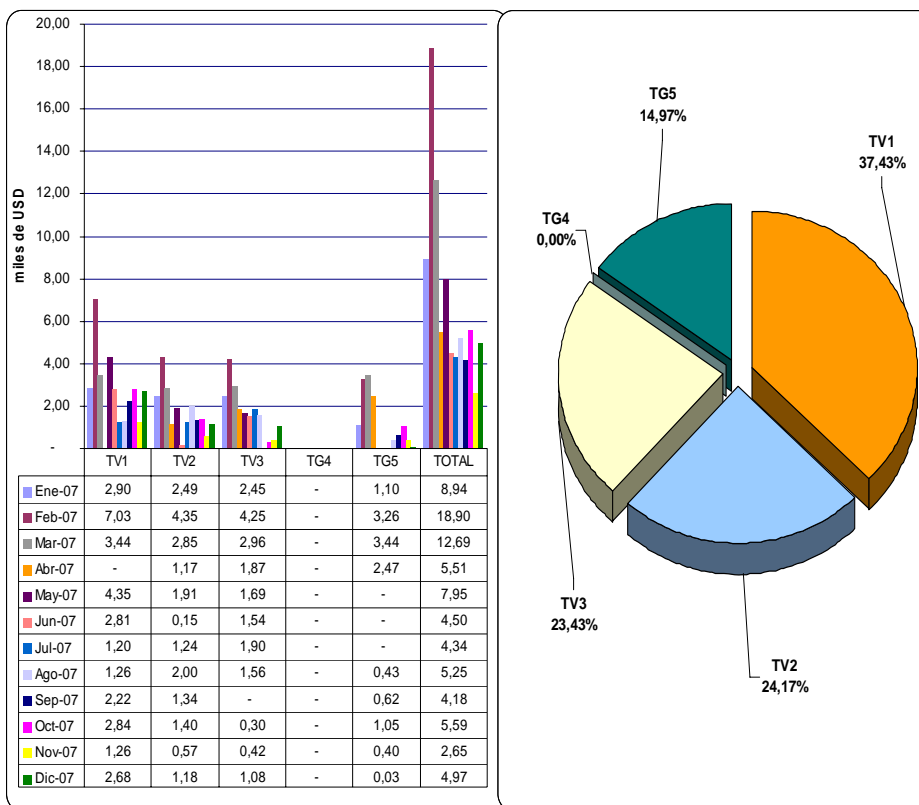


Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

Los disturbios ocurridos en el SNI., conllevan a que la frecuencia del sistema varíe, haciéndose necesario que las unidades de generación aporten con la potencia reservada, cooperando con ello a la recuperación de la frecuencia del sistema; para este año la compañía facturó \$US M 85,47 por este concepto. En el Gráfico No. 21 se presentan los valores facturados mensuales y participación por este rubro.

GRÁFICO No. 21

FACTURACIÓN POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (MILES DE USD)

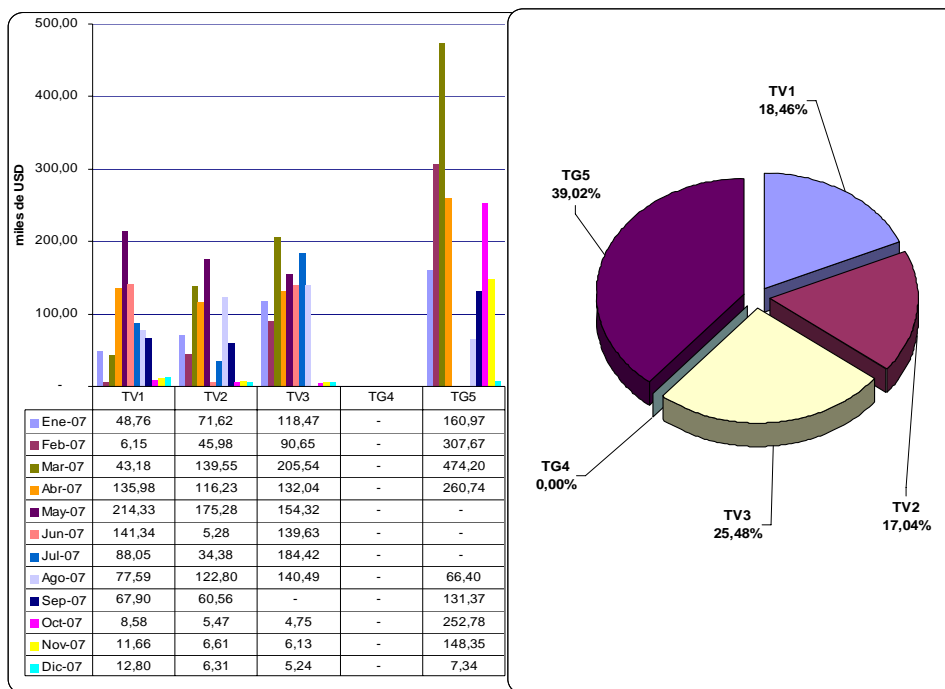


IVA del Combustible

La Regulación No. CONELEC 003-03 relacionada con los Costos Variables de Producción, establece en su numeral 8 lo relacionado a la “Declaración de impuestos y tasas por el combustible utilizado para producir energía comercializada en el Mercado Ocasional”, el valor declarado y facturado por este rubro ascendió a \$US MM 4,64. En el Gráfico No. 22 se detallan los valores facturados mensuales y participación por este rubro.

GRÁFICO No. 22

FACTURACIÓN POR IVA DEL COMBUSTIBLE (MILES DE USD)



Ajustes

Los Ajustes, son las facturaciones realizadas en un mes en particular luego que de haberse realizado la factura correspondiente, es necesario realizar ciertos ajustes a ciertos valores ocasionados por las variaciones de algunas variables que afectan los reportes de transacciones en ese mes; estas facturaciones ascendieron a \$US M 56,18. En el Cuadro No.9 se detallan los valores facturados mensuales.

CUADRO No. 9
FACTURACIÓN POR AJUSTES (MILES DE USD)

MES	TV1	TV2	TV3	TG4	TG5	TOTAL
Ene-07	0,13	0,00	8,34	-	0,05	8,52
Feb-07	0,00	0,20	0,03	-	-	0,24
Mar-07	-	-	0,38	-	-	0,38
Abr-07	0,01	0,01	0,01	-	0,02	0,05
May-07	0,78	0,52	0,53	-	-	1,83
Jun-07	-	-	-	-	-	-
Jul-07	-	-	-	-	-	-
Ago-07	-	-	-	-	-	-
Sep-07	20,74	10,12	8,80	-	-	39,65
Oct-07	-	-	-	-	-	-
Nov-07	1,52	0,91	0,90	-	0,50	3,83
Dic-07	0,89	0,11	0,67	-	0,00	1,67
TOTAL	24,08	11,88	19,65	-	0,57	56,18

De los rubros considerados para la facturación en el Mercado Ocasional, se tiene que la misma ascendió a \$US 76'363.069,55. El resumen de los valores totales facturados en el Mercado Ocasional tanto por unidad a si como por cada rubro se los presentan en los Gráficos No. 23 y No. 24 respectivamente.

GRÁFICO No. 23

**FACTURACIÓN TOTAL POR UNIDAD EN EL MO. Y SU PARTICIPACIÓN
(MILES DE USD)**

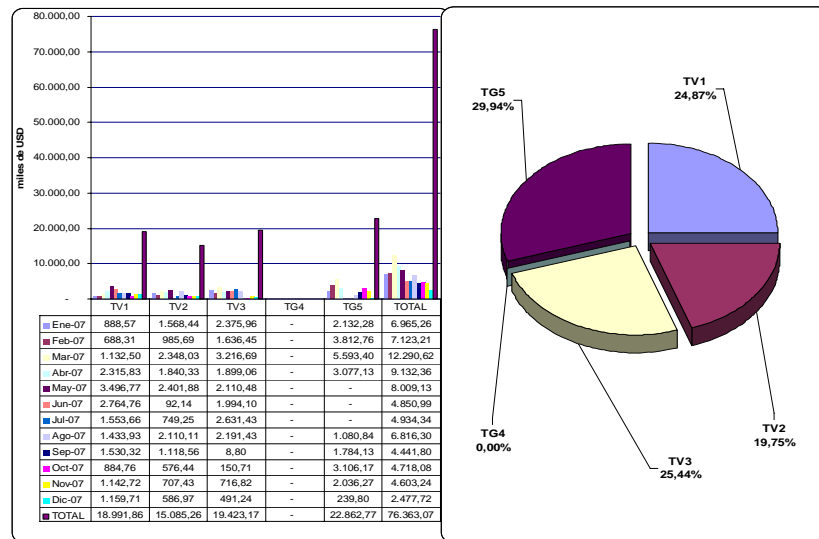
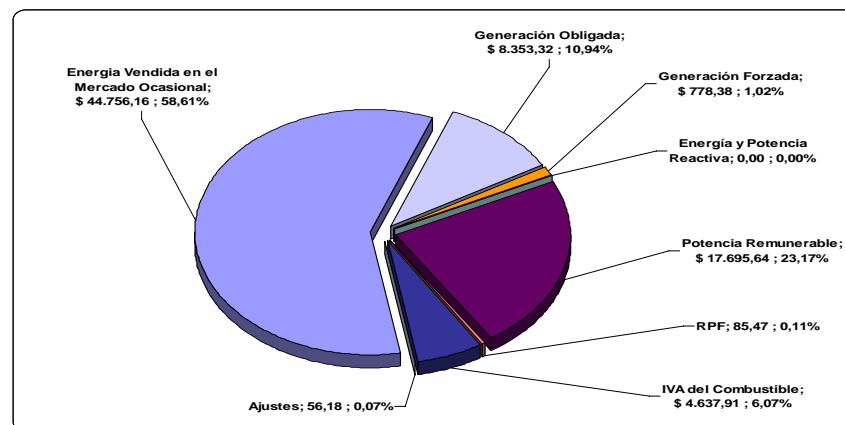


GRÁFICO No. 24

FACTURACIÓN TOTAL EN EL MO. POR TIPO DE RUBRO Y SU PARTICIPACIÓN (MILES DE USD)



De estos gráficos se puede observar que la unidad TG5 y TV3 son las que más aportaron a la facturación en el mercado ocasional participando con un 29,94% y 25,43% respectivamente. Asimismo se tiene que la mayor facturación por rubro corresponde a la energía vendida en el mercado ocasional y a la potencia remunerable con una participación del 58,61% y 23,17% respectivamente.

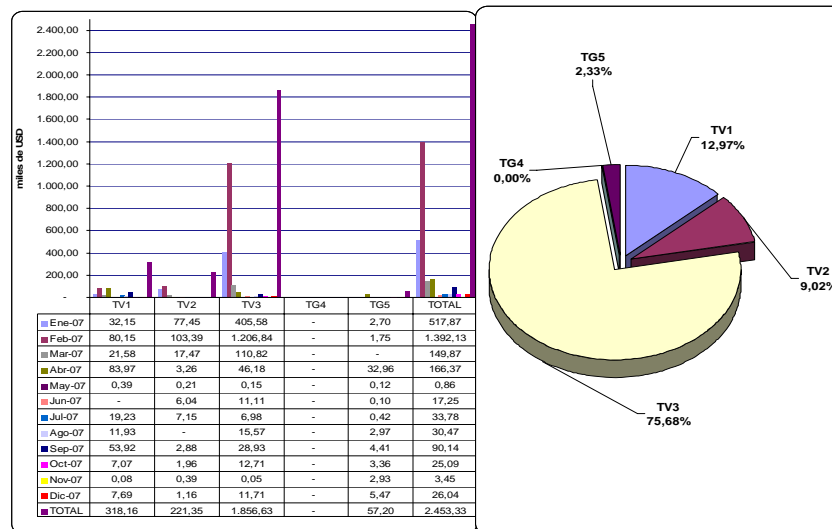
Obligaciones o Egresos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Las obligaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, corresponden a los egresos realizados para cumplir con ciertos rubros que son necesarios de acuerdo a la normativa vigente. Los rubros relacionados a estas obligaciones son:

- Compras de energía en el Mercado Ocasional para cubrir contratos,
- Compras de energía para consumo interno de auxiliares,
- Compras por Generación Obligada,
- Compras por Generación Forzada,
- Compras por Regulación Primaria de Frecuencia (RPF),
- Compras por IVA del Combustible,
- Cargos de Interconexión,
- Ajustes.

En el Gráfico No. 25 se presentan las obligaciones o egresos totales que por cada unidad se realizó en el 2007.

GRÁFICO No. 25
OBLIGACIONES (EGRESOS) TOTALES EN EL MO. Y SU PARTICIPACIÓN
POR UNIDAD (MILES DE USD)



De este Gráfico se puede observar, que el total de egresos realizados en el Mercado Ocasional fue de \$US 2'453.331,08, registrándose un mayor egreso por parte de la unidad TV3 tal como se muestra en el Cuadro No. 10

CUADRO No. 10
OBLIGACIONES (EGRESOS) TOTALES EN EL MO. POR TIPO DE RUBRO
(MILES DE USD)

UNIDAD	Por compra de energía en el M.O. (Contratos)	Por Generación Obligada	Por Generación Forzada	Por Consumo de Auxiliares	Por RPF	Por IVA del Combustible	Por Cargos de Interconexión	Por Ajustes	TOTAL
TV1	42,87	2,09	0,00	134,27	2,09	10,99	4,16	121,68	318,16
TV2	112,06	0,31	0,00	18,17	0,00	6,44	2,95	81,43	221,35
TV3	1.690,47	0,23	0,00	34,75	0,00	85,14	29,52	16,52	1.856,63
TG4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TG5	0,00	0,47	0,00	21,52	0,00	1,00	0,67	33,53	57,20
TOTAL	1.845,39	3,10	0,00	208,71	2,09	103,57	37,30	253,16	2.453,33

De acuerdo a los datos presentados en este cuadro, el mayor rubro de egresos obedece a las compras que se realizaron en el Mercado Ocasional para cubrir contratos por parte de la unidad TV3 el cual ascendió a \$US MM 1,69, siendo en el mes de febrero donde se realizó la mayor compra de energía, la cual ascendió a \$US MM 1,13 tal como se indica a continuación en el Cuadro No. 11.

CUADRO No. 11
DETALLE DE COMPRA DE ENERGÍA EN EL MO.
PARA CUBRIR CONTRATOS (MILES DE USD)

MES	TV1	TV2	TV3	TOTAL
Ene-07	7,95	72,39	378,05	458,39
Feb-07	34,89	24,87	1.127,39	1.187,15
Mar-07	-	12,41	103,66	116,07
Abr-07	-	1,81	31,80	33,61
May-07	-	-	-	-
Jun-07	-	-	10,43	10,43
Jul-07	-	-	6,37	6,37
Ago-07	-	-	8,38	8,38
Sep-07	0,02	0,59	24,39	25,00
Oct-07	-	-	-	-
Nov-07	-	-	-	-
Dic-07	-	-	-	-
TOTAL	42,87	112,06	1.690,47	1.845,39

Por lo expuesto anteriormente, se tiene que la facturación total en el Mercado de Contratos ascendió a \$US 53'158.513,06, la facturación en el Mercado Ocasional fue de \$US 76'363.069,55 y la facturación en el Mercado Ocasional por concepto de Obligaciones (Egresos) fue de \$US 2'453.331,08.

El Cuadro No. 12 y No. 13, se presentan las facturaciones totales anuales por unidad en cada Mercado así como la facturación de las Obligaciones en el Mercado Ocasional respectivamente.

CUADRO No. 12
DETALLE DE LA FACTURACIÓN EN EL MERCADO DE CONTRATOS Y
OCASIONAL (MILES DE USD)

UNIDAD	MERCADO DE CONTRATOS	MERCADO OCASIONAL O SPOT									TOTAL CONTRATO Y SPOT
	Venta en Contratos	Energía Vendida en el M.O.	Generación Obligada	Generación Forzada	Energía y Potencia Reactiva	Potencia Remunerable	RPF	IVA del Combustible	Ajustes	TOTAL	
TV1	29.452,46	8.311,30	3.145,88	250,08	-	6.372,19	31,99	856,34	24,08	18.991,86	48.444,32
TV2	14.512,27	8.770,65	1.299,99	201,40	-	3.990,61	20,66	790,08	11,88	15.085,26	29.597,54
TV3	9.193,78	12.671,92	1.556,08	180,19	-	3.793,63	20,02	1.181,66	19,65	19.423,17	28.616,95
TG4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG5	-	15.002,30	2.351,37	146,71	-	3.539,21	12,79	1.809,83	0,57	22.862,77	22.862,77
TOTAL	53.158,51	44.756,16	8.353,32	778,38	0,00	17.695,64	85,47	4.637,91	56,18	76.363,07	129.521,58

CUADRO No. 13
DETALLE DE LA FACTURACIÓN DE LAS OBLIGACIONES (EGRESOS) EN
EL MERCADO OCASIONAL (MILES DE USD)

OBLIGACIONES (EGRESOS)									
UNIDAD	Por Energía en el M.O. (Contratos)	Por Generación Obligada	Por Generación Forzada	Por Consumo de Auxiliares	Por RPF	Por IVA del Combustible	Por Cargos de Interconexión	Por Ajustes	TOTAL
TV1	42,87	2,09	-	134,27	2,09	10,99	4,16	121,68	318,16
TV2	112,06	0,31	-	18,17	-	6,44	2,95	81,43	221,35
TV3	1.690,47	0,23	-	34,75	-	85,14	29,52	16,52	1.856,63
TG4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG5	-	0,47	-	21,52	-	1,00	0,67	33,53	57,20
TOTAL	1.845,39	3,10	0,00	208,71	2,09	103,57	37,30	253,16	2.453,33

Como resultado de las facturaciones realizadas en los dos mercados, se tiene que la empresa registró un INGRESO NETO DE \$ US 127'068.251,53, tal como se muestra a continuación en el Cuadro No. 14

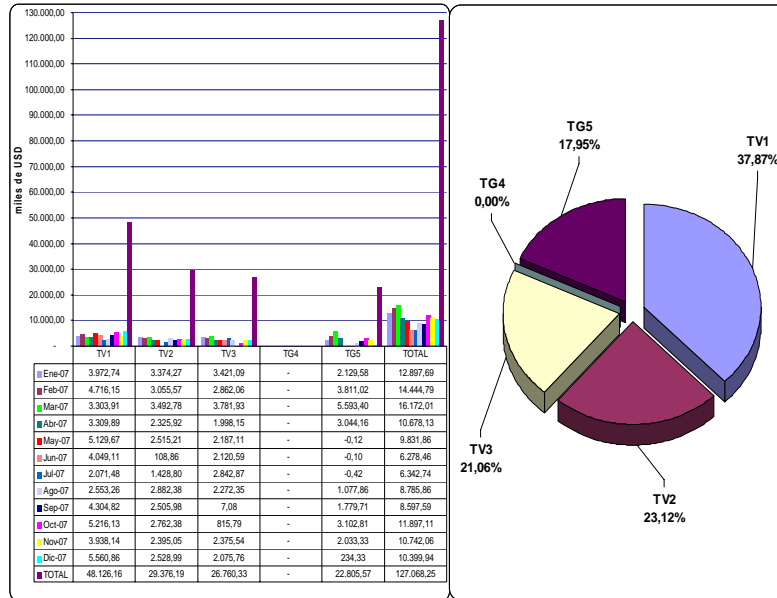
CUADRO No. 14
INGRESOS NETOS (USD)

UNIDAD	FACTURACION	OBLIGACIONES (EGRESOS)	INGRESOS NETOS
TV1	48.444.322,52	318.161,06	48.126.161,46
TV2	29.597.536,29	221.347,57	29.376.188,71
TV3	28.616.954,73	1.856.625,09	26.760.329,64
TG4	0,00	0,00	0,00
TG5	22.862.769,07	57.197,35	22.805.571,72
TOTAL	129.521.582,60	2.453.331,08	127.068.251,53

Durante este año, la unidad TV1 es la que mayor ingreso neto ha obtenido como resultado de las transacciones de energía y potencia, participando con un 37,87% lo cual equivale a \$US 48'126.161,46. En el Gráfico No. 26 se presenta el detalle de los ingresos netos por unidad y por mes.

GRÁFICO No. 26

INGRESOS NETOS POR UNIDAD (MILES DE USD)



CONCLUSIONES

Y

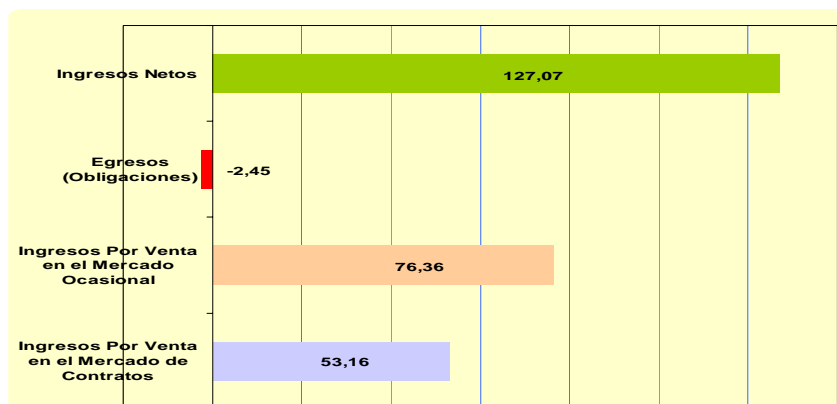
RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1.- La liquidación de las transacciones de Energía y Potencia realizada tanto en el Mercado de Contratos como en el Mercado Ocasional, se la ha efectuado acorde a las normativas del CONELEC.

Las Ventas de Energía & Potencia y las Obligaciones (Egresos) efectuadas en el año 2007, produjeron unos **INGRESOS NETOS de \$US MM 127,07**, ello como resultado de que la **FACTURACIÓN TOTAL** fue de \$US MM 129,52 (Mercado de Contratos y Mercado Ocasional) mientras que las **OBLIGACIONES** fueron de \$US MM 2,45. En el siguiente gráfico se puede apreciar el resultado de las transacciones económicas producto de la comercialización de Potencia y Energía.

GRÁFICO No. 27



2.- En la estructura de los ingresos netos por unidad, se identifica que la TV1 es la que contribuyó en mayor proporción a estos ingresos participando con un 37,87% en

comparación con el resto de las unidades de la empresa; con respecto de los egresos, la unidad TV3 es la que “contribuyó” en mayor proporción a los mismos (75,68%).

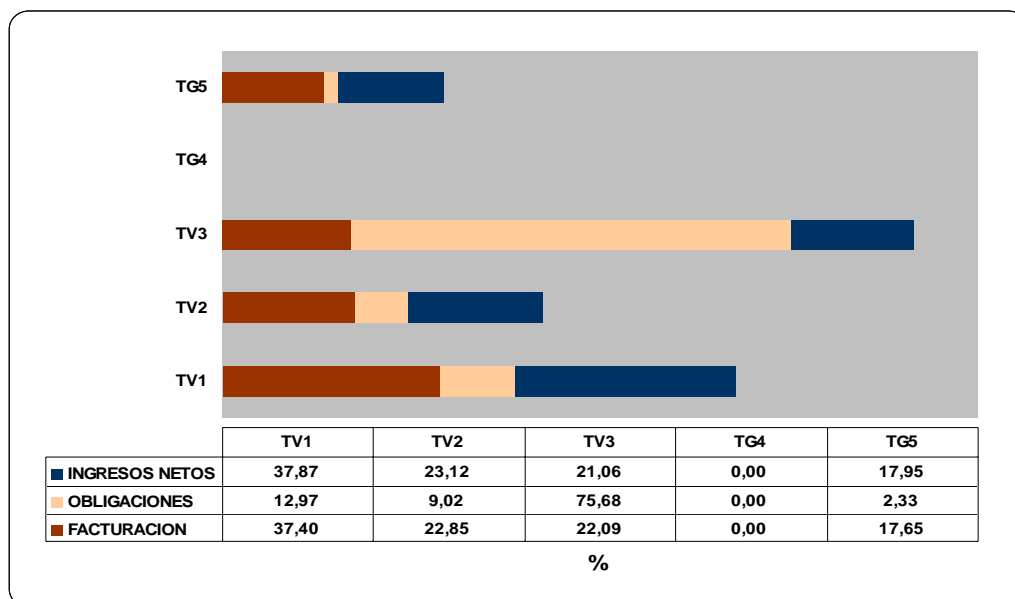
3.- Entre los rubros mas relevantes se tienen: la energía comercializada en los Mercados de Contrato y Ocasional que fue de 887, 54 GWh y 698,57 GWh respectivamente, lo cual produjo una facturación total de \$US MM 97,91; la Potencia Remunerable acumulada ascendió a 3.104,50 Mw. lo cual significó una facturación de \$US MM 17,70.

4.- La facturación por Generación Obligada e IVA del Combustible alcanzó los \$US MM 12,99. Los egresos ascendieron a \$US MM 2,45 siendo la energía para cubrir contratos el componente que incidió notablemente en éste rubro (\$US MM 1,85).

5.- Para el año 2007 las ventas disminuyeron, obteniéndose una reducción en los ingresos netos del 20,35% en comparación al año 2006, ello puede ser atribuible a factores como la indisponibilidad de las unidades (ya sea por mantenimientos, restricciones de combustible, disparos, etc.), hidrología, ingreso de unidades de generación con costos de producción más económicos entre otros.

En el Gráfico No.28 se presenta la participación por unidad en la facturación total, las obligaciones (egresos) y en los ingresos netos.

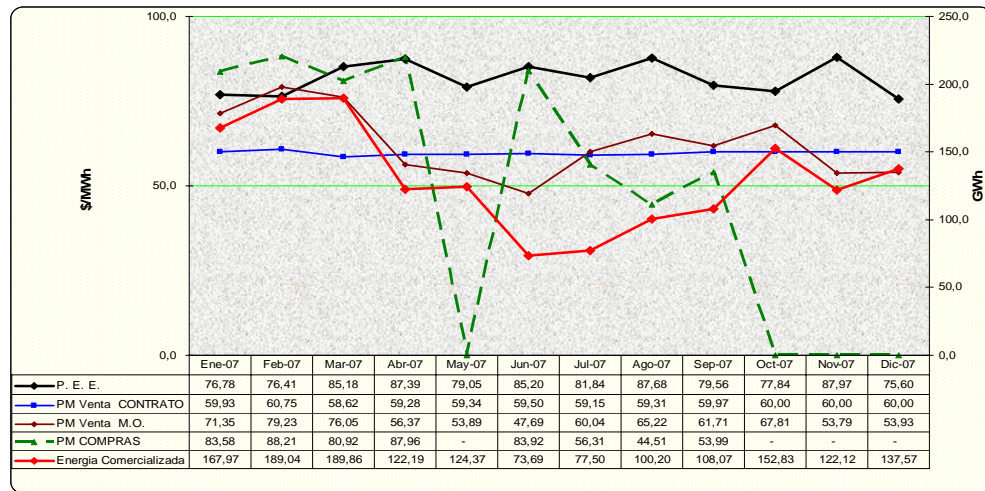
GRÁFICO No. 28
PARTICIPACIÓN POR UNIDAD EN LAS FACTURACIONES
 (%)



6.- En cuanto al PRECIO EQUIVALENTE DE ENERGÍA: a) En el MERCADO DE CONTRATOS, la empresa ha vendido la energía a un precio medio de \$59,89/MWh, b) en el MERCADO OCASIONAL, la empresa vendió la energía a un precio medio de \$64,07/MWh mientras que el precio medio de compra de energía para cubrir contratos fue de \$85,25/MWh; la VENTA DE LA ENERGÍA COMERCIALIZADA y el INGRESO NETO, indican que la energía se la comercializó a un precio equivalente de \$81,17/MWh.

En el Gráfico No. 29 se presentan las variaciones mensuales de los precios arriba indicados y la energía comercializada.

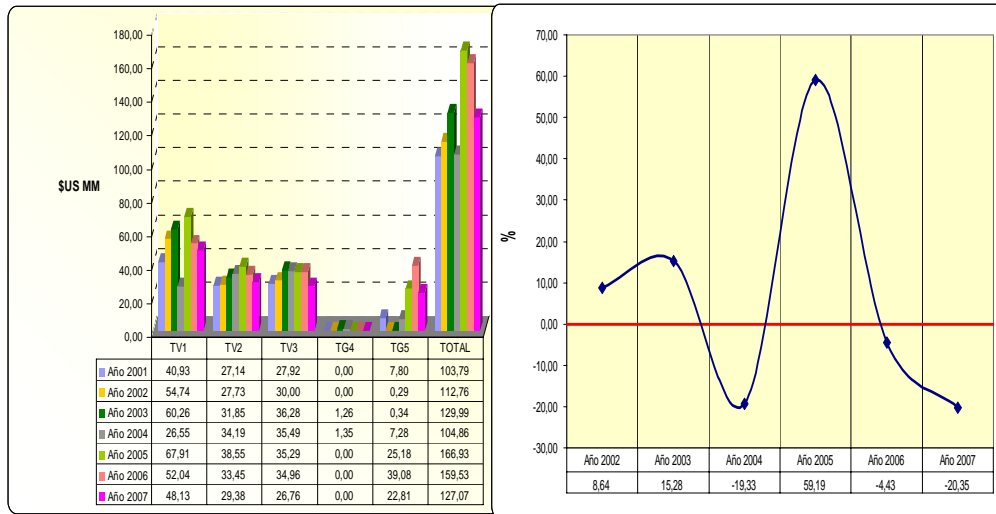
GRÁFICO No. 29
PRECIO EQUIVALENTE DE ENERGÍA Y ENERGÍA COMERCIALIZADA
(USD/MWh, GWh)



7.- Los resultados de los cálculos obtenidos en este trabajo, se realizaron en base a las Regulaciones y procedimientos del CONELEC, y en base a ellos se obtuvieron finalmente los ingresos netos facturados, lo cual se muestra en el Gráfico No. 30, así como también se muestra el comportamiento de éstos ingresos.

GRÁFICO No. 30

INGRESOS NETOS FACTURADOS (USD MM, %)



RECOMENDACIONES

1.- Si bien las Regulaciones y procedimientos del CONELEC son la base fundamental para la realización de los cálculos de las transacciones en el MEM del año de análisis que se presentaron en esta tesis, se recomienda seguir la normativa vigente de la ley de Régimen del Sector Eléctrico y los Reglamentos relacionados vigentes.

2.- Se recomienda seguir el procedimiento explicado en el capítulo 4 para obtener los datos horarios de los medidores de energía, que son la base para realizar el reparto de energía, la cual es independiente de las condiciones que tenga el mercado eléctrico.

ANEXO A:

UNIDAD TV2

**CUADRO No. A1
DATOS DE ENERGÍA BRUTA (Kwh.)**

ENERGIA BRUTA (KWh)	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24	TOTAL
DIA1	67087,09	67173,09	67113,09	67137,09	67053,09	67003,10	67077,09	67147,09	67207,09	67223,09	67067,09	67005,10	66967,10	66939,10	66807,10	66655,10	66563,10	66563,10	66869,10	67033,10	67131,09	67071,09	67029,10	67193,09	1608114,29
DIA2	33407,55	19637,73	19299,74	19343,74	19383,74	19251,74	19071,74	19883,73	19969,73	20943,72	20303,73	19621,74	19253,74	19103,74	19139,74	19103,74	19191,74	18455,75	19035,74	18631,75	18619,75	18597,75	18489,75	18683,75	476425,57
DIA3	18691,75	18753,75	18831,75	18821,75	18837,75	18761,75	18701,75	18809,75	18837,75	18875,75	18815,74	18845,74	31053,58	48775,34	21881,70	20083,73	19765,73	20063,73	54403,27	66629,10	66709,10	66473,10	25647,65	18865,75	686036,74
DIA4	42305,43	24099,67	19607,74	19775,73	19633,73	49119,34	67575,09	67715,09	67067,09	67067,09	67017,10	66957,10	66797,10	66673,10	66921,10	66865,10	66789,10	66833,10	66659,10	66735,10	66697,10	66915,10	67097,09	67363,08	1379609,38
DIA5	66929,10	64579,13	24391,67	19327,74	20905,72	61317,17	67469,09	67427,09	67405,09	67469,09	67641,09	67657,09	67589,09	67377,09	67415,09	67515,09	67369,09	67503,09	67507,09	67533,09	67567,09	67591,09	67639,09	67835,08	1472960,11
DIA6	67797,08	67525,09	37361,50	19087,74	37931,49	67135,09	67029,10	67127,09	67143,09	67007,10	66897,10	66847,10	66853,10	66737,10	67075,09	67121,09	67053,09	67045,09	66985,10	67041,09	67025,10	66943,10	66823,10	67015,10	1502805,71
DIA7	67133,09	67151,09	54185,27	40273,46	41359,44	67223,09	68029,08	67977,08	67943,08	67831,08	67835,08	67871,08	67883,09	67753,09	67871,08	67807,08	67689,09	67625,09	67773,09	67857,08	67787,08	67673,09	67815,08	67813,08	1557968,97
DIA8	67813,08	67939,08	68039,08	68047,08	68067,08	68105,08	35123,53	30655,59	66511,10	66525,10	66395,10	66201,11	66267,11	66449,10	67033,10	67167,09	67073,09	66723,10	66713,10	66921,10	66873,10	67155,09	67243,09	67185,09	1542225,18
DIA9	66887,10	67207,09	67055,09	36021,51	18755,75	18797,75	19139,74	17577,76	18071,76	18035,76	17981,76	54921,26	67133,09	67077,09	67187,09	67255,09	67231,09	67195,09	67203,09	67427,09	67469,09	67249,09	67187,09	67223,09	1227289,43
DIA10	51033,31	19407,74	19717,73	19807,73	28239,62	67023,10	67191,09	67105,09	67347,09	67289,09	67153,09	66963,10	66663,10	66433,10	66491,10	66635,10	66725,10	66921,10	66773,10	67009,10	67359,09	67303,09	67223,09	67185,09	1411008,95
DIA11	67095,09	66799,10	66981,11	66439,10	66613,10	66643,10	66647,10	66473,10	66657,10	66819,10	67065,09	66825,10	66609,10	66361,10	66299,10	66545,10	66657,10	66753,10	66793,10	66593,10	67073,09	67073,09	66995,10	66673,10	1600288,40
DIA12	66729,10	66689,10	36657,51	19241,74	19523,74	51523,30	66327,10	66605,10	66841,10	66859,10	66649,10	66415,10	66339,10	66303,10	66157,11	66265,11	66491,10	66865,10	66897,10	66833,10	66833,10	67059,09	67129,09	66675,10	1459808,29
DIA13	65835,11	27609,63	19815,73	19191,74	19149,74	49289,33	66527,10	66637,10	66791,10	66915,10	66813,10	66471,10	66245,11	66051,11	65943,11	65937,11	66347,10	67125,09	67275,09	67277,09	67225,09	67369,09	67571,09	67539,09	1402951,06
DIA14	67323,09	67271,09	40331,46	19237,74	21991,70	64223,13	66795,10	66897,10	66675,10	66609,10	66271,11	66189,11	66475,10	66817,10	66617,10	66367,10	66301,10	66721,10	67185,09	67361,09	67469,09	67435,09	67361,09	67563,09	1483515,97
DIA15	67393,09	67179,09	67119,09	67063,09	67075,09	67203,09	38169,48	17545,76	18171,75	17587,76	18153,75	19321,74	26677,64	66639,10	66693,10	66657,10	66569,10	67247,09	67579,09	67573,09	67651,09	67533,09	67663,09	67845,08	1298310,47
DIA16	67799,08	67779,08	67755,09	67713,09	67701,09	67721,09	67833,08	67913,08	67901,08	67825,08	67809,08	67777,08	67807,08	67655,09	67543,09	67265,09	67181,09	67191,09	67197,09	67231,09	67311,09	67269,09	67257,09	67427,09	1621862,10
DIA17	67437,09	31507,57	18433,75	18517,75	17759,76	43741,41	67145,09	67505,09	67485,09	67455,09	67395,09	67343,09	67245,09	67281,09	67297,09	67275,09	67149,09	67059,09	67101,09	67229,09	67279,09	67337,09	67393,09	67337,09	1408708,98
DIA18	67399,09	66095,11	46239,38	31217,58	19457,74	55797,25	67559,09	67563,09	67571,09	67531,09	67193,09	67037,09	67037,09	67037,09	67035,10	67013,10	67009,10	66921,10	66867,10	66713,10	66917,10	66981,10	67057,09	67147,09	1494149,83
DIA19	67087,09	67161,09	67171,09	67133,09	67117,09	67163,09	67241,09	67225,09	67067,09	66879,10	66987,10	66933,10	66739,10	66787,10	66831,10	66887,10	66779,10	66685,10	66765,10	66757,10	66847,10	66923,10	67017,10	67179,09	1607432,30
DIA20	67081,09	66849,10	66887,10	66907,10	66869,10	66921,10	66875,10	66899,10	66957,10	66899,10	67117,09	67123,09	67099,09	67129,09	67139,09	67165,09	67197,09	67125,09	67047,09	67087,09	67111,09	67097,09	67093,09	67227,09	1609092,28
DIA21	67215,09	62443,16	30511,59	30573,59	30753,58	52569,29	66957,10	66969,10	66997,10	66959,10	66947,10	66897,10	66877,10	66879,10	66919,10	66887,10	67055,09	67183,09	67077,09	67127,09	67156,09	67217,09	67156,09	67237,09	1480528,01
DIA22	67095,09	67189,09	67251,09	64803,13	50507,32	66327,10	66715,10	66687,10	66727,10	66631,10	66687,10	66519,10	66419,10	66397,10	66419,10	66273,11	66133,11	66357,10	66525,10	66643,10	66411,10	66363,10	66431,10	66531,10	1580042,67
DIA23	40643,45	18235,75	18433,75	18585,75	18507,75	18211,75	18475,75	18557,75	18635,75	18513,75	18565,75	18483,75	18417,75	18297,75	18463,75	18399,75	18481,75	18577,75	18475,75	18643,75	18577,75	18653,75	18429,75	18553,75	465823,71
DIA24	18447,75	18449,75	18705,75	18755,75	18911,74	18623,75	18627,75	18779,75	26327,64	58773,21	65713,11	65527,12	49831,33	18991,74	19075,74	19183,74	19511,74	20737,72	20069,73	20239,73	20321,73	20291,73	20179,73	20229,73	634307,44
DIA25	18695,75	18529,75	17183,77	17063,77	18031,76	18769,75	18667,75	19065,74	19059,74	18771,75	19061,74	18795,75	18769,75	18457,75	18377,75	18373,75	18681,75	18673,75	19109,74	19409,74	19493,74	19477,74	19317,74	19549,74	449389,93
DIA26	19531,74	19593,74	19593,74	19677,73	19837,73	19729,73	19641,73	19741,73	19613,74	19631,73	19503,74	29431,60	40109,46	23229,69	18677,75	18695,75	18773,75	18935,74	48991,34	67143,09	64275,13	23277,69	19017,74	19089,74	625745,55
DIA27	18999,74	19093,74	19103,74	19117,74	19019,74	19047,74	19039,74	19071,74	19097,74	19133,74	19127,74	18989,74	18549,75	18521,75	18355,75	18321,75	18115,76	18553,75	35201,52	66445,10	56597,24	17383,77	18051,76	18115,76	551056,56
DIA28	17933,76	18099,76	18023,76	18129,76	18121,76	18041,76	18087,76	18317,75	18163,75	17949,76	18307,75	18107,76	18101,76	18133,76	18033,76	17891,76	18007,76	18173,75	52327,29	67437,09	35177,53	19279,74	19437,74	19341,74	538628,73
DIA29	19669,74	19437,74	19577,74	19571,74	19603,74	19443,74	19597,74	19709,73	18747,75	18713,75	18675,75	18531,75	18425,75	18305,75	18245,75	29277,60	40129,46	19571,74	51105,31	59493,20	18411,75	18471,75	18505,75	18505,75	559630,44
DIA30	18625,75	18551,75	18551,75	18621,75	18725,75	18547,75	18511,75	18677,75	18691,75	18837,75	18757,75	18691,75	18657,75	18455,75	18209,75	18323,75	18391,75	18407,75	18907,74	19245,74	19189,74	19247,74	19127,74	19191,74	449149,94
DIA31	19271,74	19345,74	19355,74	19365,74	19393,74	19305,74	19229,74	19431,74	19417,74	19447,74	17427,76	17323,77	17375,77	19295,74	18367,75	18413,75	18379,75	18429,75	18233,75	18323,75	18325,75	18099,76	18221,75	18355,75	448357,95
TOTAL																								35.633.014,95	

FUENTE: MEDIDORES DE ENERGÍA

**CUADRO No. A2
DATOS DE ENERGÍA NETA (Kwh.)**

ENERGIA NETA (Kwh)	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24	TOTAL
DIA1	6362,76	6370,74	6370,74	6370,74	6365,76	6360,77	6369,75	6378,73	6384,72	6382,72	6368,76	6360,77	6364,78	6351,79	6340,81	6326,84	6320,85	6320,85	6346,80	6362,76	6370,75	6365,76	6358,77	6377,73	1526508,42
DIA2	31377,47	17180,43	16890,49	16934,48	16978,47	16840,50	16698,53	17518,36	17598,34	18536,14	17898,28	17238,41	16862,49	16718,52	16724,52	16718,52	16810,50	16050,66	16656,53	16206,63	16188,63	16186,63	16078,65	16264,62	419156,80
DIA3	16292,61	16334,60	16428,58	16428,58	16424,58	16356,60	16306,61	16412,59	16380,59	16330,60	16338,60	16164,64	27720,23	45798,47	19427,96	17412,38	17134,44	17544,35	50485,50	63166,86	63278,84	63186,85	23629,08	16388,59	621372,73
DIA4	39033,88	21943,43	17144,43	17318,40	17180,43	45356,56	64182,65	64316,62	63582,77	63516,79	63428,80	63348,82	63174,86	63044,88	63272,84	63238,84	63184,85	63320,83	63164,86	63276,84	63246,84	63230,85	63462,80	63668,75	1299641,62
DIA5	63522,78	61517,20	22233,37	16858,49	18168,22	57582,02	64118,66	64052,67	63936,70	63944,70	64126,66	64078,67	64034,68	63802,73	63808,73	63924,70	63790,73	64040,68	64078,67	64036,67	64154,65	64184,65	64202,64	64272,63	1392532,29
DIA6	64322,62	64010,68	35254,67	16490,57	34420,84	63626,76	63622,76	63802,73	63724,74	63540,78	63410,81	63350,82	63358,82	63206,85	63496,79	63514,79	63462,80	63598,77	63546,78	63606,77	63590,77	63532,78	63406,81	63614,77	1421516,26
DIA7	63744,74	63736,74	51471,29	37482,20	38236,05	63644,76	64614,56	64592,56	64498,58	64336,62	64354,61	64392,60	64178,65	64226,64	64302,62	64236,64	64148,65	64192,65	64294,62	64388,60	64364,61	64232,64	64382,61	64424,60	1476478,83
DIA8	64418,60	64558,57	64666,55	64670,55	64678,54	64738,53	33207,09	27288,32	63162,86	63176,86	63020,89	62796,94	62850,92	63032,89	63618,76	63754,74	63698,75	63346,82	63314,83	63500,79	63478,79	63750,74	63838,72	63822,72	1462393,76
DIA9	63532,78	63846,72	63680,75	34064,91	16320,60	16384,59	16716,52	15244,83	15700,73	15634,75	15576,76	50997,39	63756,74	63692,75	63788,73	63828,72	63844,72	63804,73	63810,72	64046,68	64106,68	63902,71	63832,72	63904,71	1154021,91
DIA10	48833,84	16990,47	17320,40	17394,38	24866,83	63678,75	63826,72	63888,75	63860,71	63810,72	63662,76	63482,79	63200,85	62968,90	62964,90	63058,88	63188,86	63482,79	63356,82	63594,77	64000,69	63964,69	63876,71	63846,72	1332902,70
DIA11	63754,74	63440,80	62572,98	63102,87	63278,84	63306,83	63330,82	63136,86	63128,87	63370,82	63656,76	63374,82	63170,86	62908,91	62808,93	63054,88	63184,85	63382,81	63390,81	63204,85	63706,75	63740,74	63656,76	63344,82	1519013,98
DIA12	63382,81	63248,84	34766,77	16866,49	17098,44	47644,09	62986,90	63282,83	63428,80	63436,80	63220,85	62994,89	62916,91	62866,92	62692,96	62800,93	63040,88	63486,79	63538,78	63474,79	63490,79	63710,75	63792,73	63360,82	1381534,58
DIA13	62372,95	25698,65	17416,38	16800,50	16744,52	45456,54	63218,85	63302,83	63370,82	63480,79	63378,81	63030,89	62806,93	62596,98	62463,00	62465,00	62886,92	63728,74	63872,71	63880,71	63832,72	64014,68	64196,64	64194,64	1325572,22
DIA14	63986,69	63928,70	38440,00	16840,50	19126,02	60493,41	63484,79	63576,77	63256,84	63064,88	62804,93	62720,95	63016,89	63332,82	63114,87	62868,92	62818,93	63314,83	63792,73	63920,70	64056,67	64008,68	64074,67	64182,65	1404227,86
DIA15	64038,68	63828,72	63778,73	63718,74	63748,74	63858,71	36372,43	15176,84	15756,72	15142,85	15654,74	16754,51	23115,19	63058,88	63154,86	63128,87	63082,88	63672,75	63820,72	63990,69	64106,66	63916,70	64158,65	64242,63	1221279,92
DIA16	64372,61	64210,64	64382,61	64184,65	64288,63	64142,66	64460,59	64530,57	64488,58	64434,59	64382,61	64384,61	64374,61	64206,64	64124,66	63820,72	63770,73	63800,73	63764,73	63772,73	63866,71	63838,72	63816,72	64012,68	1539433,73
DIA17	64024,68	29783,80	15974,68	16066,66	15342,81	39851,71	63782,73	64144,66	64002,68	63898,71	63782,73	63742,74	63664,75	63698,75	63660,76	63656,76	63562,78	63564,78	63632,76	63752,74	63796,73	63848,72	63910,70	63864,71	1329013,51
DIA18	63968,69	62722,95	43880,87	28901,99	17014,46	51641,26	64182,65	64166,65	64058,67	63932,70	63578,77	63566,82	63392,81	63354,82	63308,83	63328,85	63282,83	63280,83	63206,85	63272,84	63440,80	63488,79	63544,78	63660,76	1411970,25
DIA19	63616,76	63728,74	63756,74	63714,74	63736,74	63752,74	63860,71	63852,72	63584,77	63420,81	63420,81	63298,83	63148,86	63180,86	63204,85	63228,85	63192,85	63152,86	63284,83	63258,84	63386,81	63460,80	63526,78	63676,75	1523449,06
DIA20	63630,76	63440,80	63500,79	63508,79	63486,79	63526,78	63508,79	63644,76	63486,79	63486,79	63614,77	63608,77	63448,80	63582,77	63548,78	63646,76	63696,75	63618,76	63592,77	63652,76	63704,75	63702,75	63706,75	63820,72	1526174,49
DIA21	63830,72	59769,57	28018,17	27922,19	29092,16	48715,86	63680,78	63570,77	63510,79	63450,80	63424,80	63366,82	63330,82	63336,82	63368,82	63342,82	63522,78	63650,76	63808,77	63668,75	63700,75	63776,73	63812,72	63734,74	1400088,72
DIA22	63890,75	63782,73	63842,72	61819,14	47360,15	62800,93	63344,82	63312,83	63312,83	63196,85	63198,85	63026,89	62938,91	62908,91	62902,91	62760,94	62632,97	62882,92	63046,88	63120,87	62928,91	62910,91	62970,90	63100,87	1497796,39
DIA23	38803,93	15762,72	15946,68	16094,65	16042,66	15744,72	15998,67	16128,64	16188,63	16072,66	16134,64	16074,66	15956,68	15880,70	16012,67	15954,68	16056,66	16132,64	16026,67	16182,63	16138,64	16194,63	16016,67	16128,64	407675,19
DIA24	15998,67	16016,67	16264,62	16298,61	16460,58	16184,63	16202,63	16368,59	22987,22	55300,50	62329,03	62101,08	47800,06	16494,57	16570,55	16682,53	17032,46	18252,20	17638,33	17758,31	17838,29	17808,30	17668,32	17776,30	571833,03
DIA25	16260,62	16054,66	14786,92	14588,96	15580,76	16296,61	16208,63	16682,53	16634,54	16408,59	16632,54	16370,59	16332,60	16070,66	15902,69	15932,69	16208,63	16222,62	16594,55	16826,50	16902,48	16908,48	16768,51	17020,46	390196,82
DIA26	17064,45	17082,45	17104,44	17196,42	17354,39	17244,41	17186,42	17286,40	17030,46	16978,47	16850,49	26092,57	37108,28	21017,63	16016,67	16016,67	16148,64	16328,60	44708,70	63610,77	61429,22	21233,58	16438,58	16554,56	561083,27
DIA27	16484,57	16584,55	16622,54	16648,54	16546,56	16564,55	16570,55	16618,54	16466,57	16406,59	16480,57	16344,60	15894,69	15868,70	15702,73	15666,74	15482,78	15956,68	31141,52	62958,90	54494,66	14860,91	15517,77	15596,76	487480,58
DIA28	15476,78	15618,75	15522,77	15668,74	15634,75	15568,76	15622,75	15850,70	15568,76	15358,80	15712,73	15514,77	15522,77	15556,76	15454,78	15326,81	15466,78	15594,76	47966,02	63852,72	33537,02	16746,52	16820,48	16862,49	475926,99
DIA29	17052,45	16928,48	17080,45	17066,45	16918,48	16968,47	16936,48	17230,42	16228,62	16110,65	16110,65	15930,69	15842,70	15736,73	15658,74	25810,63	37886,12	16880,49	46812,26	57200,10	16046,68	15952,68	15972,68	15972,68	496332,74
DIA30	16094,65	16056,66	16030,66	16152,64	16234,62	16084,65	16058,66	16214,63	16214,63	16324,60	16270,62	16208,63	16150,64	15988,67	15726,73	15886,69	15934,68	15990,67	16392,59	16742,52	16682,53	16754,51	16628,54	16728,52	389552,96
DIA31	16768,51	16876,49	16898,48	16912,48	16944,47	16868,49	16808,50	17014,46	16986,47	17002,46	15060,87	14906,90	14968,89	16826,50	15966,68	16004,67	15990,67	16014,67	15826,71	15822,71	15824,71	15586,76	15714,73	16022,67	389616,94
TOTAL																									33.355.778,55

**CUADRO No. A3
ENERGÍA DE AUXILIARES (Kwh.)**

ENERGIA AUXILIARES (Kwh)	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24	TOTAL
DIA1	3424,34	3412,36	3408,35	3406,35	3400,34	3398,33	3378,35	3358,36	3362,38	3402,37	3408,34	3404,33	3402,32	3422,31	3400,29	3388,26	3362,25	3358,25	3402,30	3406,33	3428,35	3416,34	3440,32	3414,36	81605,87
DIA2	2030,08	2457,31	2408,25	2409,26	2405,27	2411,24	2373,22	2365,38	2371,39	2407,57	2405,45	2383,32	2391,25	2385,22	2415,22	2385,22	2381,24	2405,09	2379,21	2425,12	2431,12	2411,12	2411,10	2419,13	57268,77
DIA3	2399,14	2419,15	2403,16	2393,16	2413,16	2405,15	2395,14	2397,16	2457,15	2545,14	2577,14	2681,11	3333,35	2976,87	2453,75	2671,35	2631,30	2519,38	3917,77	3462,24	3430,26	3286,25	2018,57	2477,15	64664,01
DIA4	3271,55	2156,24	2463,30	2457,34	2453,31	3762,77	3392,44	3398,47	3484,32	3550,31	3588,29	3608,28	3622,24	3628,22	3648,26	3626,25	3604,24	3512,27	3494,24	3458,26	3450,26	3456,25	3452,30	3428,34	79967,76
DIA5	3406,31	3061,93	2158,30	2469,25	2737,50	3735,15	3350,43	3374,42	3468,39	3524,39	3514,43	3578,42	3654,41	3574,36	3606,36	3590,39	3578,36	3462,41	3428,42	3436,42	3412,43	3406,44	3436,44	3562,46	80427,82
DIA6	3474,47	3514,41	2106,83	2597,17	3510,65	3508,33	3406,33	3324,37	3418,35	3466,31	3486,29	3496,28	3494,28	3530,25	3578,30	3606,31	3590,30	3446,33	3438,32	3434,33	3434,32	3410,31	3416,29	3400,33	81089,45
DIA7	3388,36	3414,35	2713,98	2791,25	3123,40	3578,33	3414,52	3384,52	3444,50	3494,47	3480,47	3478,48	3504,44	3526,45	3568,46	3570,45	3540,43	3432,44	3478,46	3468,48	3422,48	3440,45	3432,48	3388,49	81480,14
DIA8	3394,49	3380,51	3372,53	3376,54	3388,54	3366,55	1916,43	3367,26	3348,24	3348,25	3374,21	3404,17	3416,18	3416,22	3414,33	3412,36	3374,35	3376,28	3398,27	3420,31	3394,30	3404,36	3404,37	3362,37	79831,42
DIA9	3354,31	3360,38	3374,34	1956,60	2435,14	2413,15	2423,22	2332,93	2371,02	2401,01	2405,00	3923,87	3376,36	3384,35	3398,36	3426,37	3386,37	3390,37	3392,37	3380,41	3362,43	3346,39	3354,37	3318,39	73267,52
DIA10	2199,47	2417,27	2397,34	2413,35	3372,79	3344,34	3364,37	3416,34	3486,38	3488,37	3490,34	3480,30	3482,25	3484,20	3526,20	3576,22	3556,24	3438,30	3416,28	3414,33	3358,41	3338,40	3346,38	3338,39	78106,25
DIA11	3340,36	3358,30	3308,13	3336,23	3334,27	3336,27	3316,28	3336,24	3428,24	3448,28	3408,34	3450,28	3438,24	3452,19	3490,17	3490,22	3472,25	3370,29	3402,29	3388,25	3364,35	3338,36	3338,34	3328,28	81274,42
DIA12	3346,29	3340,26	1890,74	2375,25	2425,29	3879,22	3340,21	3322,27	3412,29	3420,30	3428,25	3420,21	3422,19	3436,18	3464,15	3464,17	3450,22	3378,31	3358,32	3358,30	3342,31	3348,35	3336,37	3314,28	78273,71
DIA13	3102,16	1910,97	2399,36	2391,24	2405,23	3832,79	3308,25	3334,27	3420,28	3434,30	3434,28	3440,22	3438,17	3454,13	3480,10	3472,11	3460,19	3396,35	3402,38	3396,38	3392,37	3354,41	3374,44	3344,44	77378,84
DIA14	3336,40	3342,39	1891,45	2397,24	2865,68	3729,72	3310,31	3320,32	3418,26	3444,22	3466,17	3468,16	3488,17	3484,27	3502,23	3498,18	3482,17	3406,27	3392,36	3440,39	3412,42	3426,41	3414,42	3380,44	79288,11
DIA15	3354,41	3350,37	3340,36	3344,35	3326,36	3344,38	1797,05	2368,92	2415,03	2444,91	2499,01	2567,22	3562,45	3580,22	3538,24	3528,23	3486,23	3574,34	3758,37	3582,40	3544,42	3616,39	3504,43	3602,45	77030,55
DIA16	3426,48	3568,44	3372,48	3528,44	3412,46	3578,43	3372,49	3382,51	3412,50	3390,49	3426,48	3392,48	3432,48	3448,44	3418,43	3444,37	3410,36	3390,37	3432,36	3458,36	3444,38	3430,37	3440,37	3414,41	82428,37
DIA17	3412,41	1723,77	2459,07	2451,09	2416,95	3889,70	3362,36	3360,43	3482,40	3556,38	3612,36	3600,35	3580,34	3582,34	3636,34	3618,34	3586,32	3494,32	3468,33	3476,36	3482,36	3488,37	3482,39	3472,38	79695,47
DIA18	3430,40	3372,16	2358,50	2315,59	2443,28	4155,99	3376,44	3396,44	3512,41	3598,39	3614,32	3680,28	3644,28	3680,28	3704,27	3680,27	3638,26	3586,26	3506,25	3518,26	3476,30	3482,30	3512,31	3486,34	82179,58
DIA19	3470,33	3432,35	3414,36	3418,35	3380,35	3410,36	3380,38	3372,38	3482,32	3558,29	3566,29	3634,27	3590,24	3606,24	3626,25	3628,25	3586,25	3532,24	3480,26	3498,26	3460,28	3462,30	3490,31	3502,34	83983,24
DIA20	3450,33	3408,30	3386,31	3398,31	3382,31	3394,31	3366,31	3344,34	3470,30	3500,31	3502,33	3514,33	3660,29	3546,32	3590,31	3518,33	3500,34	3506,33	3454,32	3434,34	3406,35	3394,35	3392,35	3406,37	82917,79
DIA21	3384,37	2673,59	2493,42	2651,40	2661,43	3853,43	3396,32	3398,32	3476,31	3508,30	3522,29	3530,28	3546,27	3542,27	3550,28	3544,28	3532,31	3532,34	3468,33	3458,34	3454,35	3440,36	3424,37	3396,35	80439,29
DIA22	3404,34	3406,36	3408,37	2983,99	3147,17	3526,17	3370,28	3374,27	3414,27	3434,25	3488,25	3492,21	3480,20	3488,19	3516,19	3512,16	3500,14	3474,19	3478,22	3522,23	3482,20	3452,19	3460,20	3430,23	82246,28
DIA23	1839,52	2473,03	2487,07	2491,10	2465,09	2467,03	2477,08	2429,10	2447,12	2441,09	2431,11	2409,09	2461,07	2417,06	2451,08	2445,07	2425,09	2445,11	2448,08	2461,11	2439,11	2459,12	2413,08	2425,10	58148,53
DIA24	2449,08	2433,08	2441,13	2457,14	2451,17	2439,12	2425,12	2411,15	3340,43	3472,71	3384,08	3426,04	2031,27	2497,18	2505,19	2501,21	2479,28	2485,52	2431,40	2481,42	2483,44	2483,43	2511,40	2453,43	62474,40
DIA25	2435,13	2475,09	2396,84	2474,80	2451,00	2473,14	2459,12	2383,21	2425,20	2363,16	2429,20	2425,15	2437,14	2387,09	2475,06	2441,07	2473,12	2451,12	2515,19	2583,24	2591,25	2569,25	2549,23	2529,28	59193,11
DIA26	2467,29	2511,29	2489,29	2481,31	2483,34	2485,32	2455,31	2455,33	2583,28	2653,27	2653,24	3339,03	3001,18	2212,06	2661,08	2679,08	2625,11	2607,14	4282,64	3532,33	2845,91	2044,10	2535,19	2535,19	64662,28
DIA27	2515,17	2509,19	2481,20	2469,21	2473,19	2483,19	2469,19	2453,20	2631,17	2727,15	2647,17	2645,14	2655,06	2653,05	2653,02	2655,01	2632,98	2597,07	4060,00	3486,20	2102,57	2522,86	2534,98	2519,00	63575,98
DIA28	2456,98	2481,01	2500,99	2461,02	2487,01	2473,00	2465,01	2467,05	2594,99	2590,95	2595,02	2592,98	2578,99	2576,99	2578,97	2564,95	2540,97	2579,00	4361,27	3584,37	1640,50	2533,22	2517,26	2479,25	62701,74
DIA29	2517,28	2511,26	2497,29	2505,29	2685,26	2475,27	2661,26	2479,32	2519,12	2603,10	2565,10	2601,06	2583,05	2569,03	2587,01	3466,97	2243,34	2691,25	4293,05	2293,10	2365,09	2519,07	2533,07	2533,07	63297,70
DIA30	2531,10	2495,09	2521,08	2469,11	2491,12	2463,10	2453,09	2463,12	2477,12	2513,14	2487,13	2483,12	2507,11	2467,08	2483,03	2437,06	2457,07	2417,08	2515,16	2503,22	2507,21	2493,23	2499,20	2463,22	59596,96
DIA31	2503,23	2469,25	2459,25	2453,26	2449,26	2437,25	2421,24	2417,28	2431,27	2445,27	2366,90	2416,87	2406,88	2469,24	2401,07	2409,08	2389,08	2415,08	2427,05	2501,04	2501,04	2513,00	2507,02	2531,08	58741,00
TOTAL																								2.277.236,39	

**CUADRO No. A4
FACTOR DE NODO DE LA UNIDAD TV2**

FN	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24	TOTAL	
DIA1	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	23.95	
DIA2	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	24.02	
DIA3	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	24.12	
DIA4	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	23.97	
DIA5	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	0.98	23.80
DIA6	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	23.89
DIA7	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99	23.80	
DIA8	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	23.89
DIA9	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	23.79
DIA10	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.98	0.98	0.98	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	0.98	23.83	
DIA11	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.97	0.97	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	23.69	
DIA12	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	0.97	0.97	0.98	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.99	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	23.55	
DIA13	0.98	0.99	1.00	1.00	1.00	0.99	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	23.70	
DIA14	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.98	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	23.84
DIA15	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	24.09	
DIA16	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	23.98	
DIA17	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.01	1.01	1.01	1.00	24.12
DIA18	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	24.11
DIA19	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	24.08
DIA20	1.00	0.99	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	23.96
DIA21	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	23.91	
DIA22	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	23.96	
DIA23	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	24.15
DIA24	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.00	0.99	1.00	0.99	1.00	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	24.15	
DIA25	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	24.31
DIA26	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	24.31
DIA27	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.00	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	24.38
DIA28	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.01	1.02	1.02	1.02	24.33	
DIA29	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	24.38	
DIA30	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	24.39	
DIA31	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02	1.02	1.01	24.28	

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. A5
PRECIO DE ENERGÍA EN BARRA DE MERCADO (cUSD/Kwh.)**

PEBM cUSD/Kwh	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24	TOTAL
DIA1	7.46	7.46	7.47	7.47	7.48	7.48	7.48	7.47	7.45	7.44	7.43	7.42	7.42	7.42	7.42	7.43	7.43	7.41	7.42	7.43	7.43	7.42	7.43	7.45	178.61
DIA2	5.59	5.59	5.60	5.59	5.59	5.60	5.61	5.62	5.62	5.62	5.61	5.61	5.61	5.60	5.60	5.60	5.60	5.58	5.58	5.58	5.59	5.60	5.61	5.61	134.40
DIA3	5.10	5.10	5.11	5.11	5.07	5.62	5.62	5.60	5.58	5.57	5.56	5.57	5.59	5.58	5.56	5.56	5.56	5.56	5.77	5.78	5.78	5.59	5.59	5.60	132.15
DIA4	5.81	5.62	5.62	5.62	5.62	6.11	6.11	6.10	6.07	6.06	6.05	6.05	6.05	6.05	6.04	6.04	6.05	6.05	6.08	6.07	6.08	7.46	7.49	7.52	147.83
DIA5	6.70	5.82	5.63	5.62	5.82	7.47	7.48	7.52	7.79	7.77	7.75	7.74	7.74	8.02	8.02	8.01	8.02	8.02	8.01	8.01	8.02	8.04	8.07	7.56	178.63
DIA6	5.82	5.82	5.62	5.62	5.64	6.11	6.11	6.10	7.45	7.43	7.42	7.42	7.42	7.41	7.41	7.41	7.42	7.42	7.40	7.40	7.41	7.42	7.45	7.44	165.55
DIA7	6.12	6.12	5.82	5.82	6.12	7.49	7.51	7.52	7.49	7.47	7.46	7.47	7.46	7.46	7.45	7.44	7.45	7.45	7.44	7.43	7.44	7.45	7.46	7.49	171.05
DIA8	6.11	6.11	5.82	5.83	5.83	5.83	5.63	6.12	6.10	6.09	6.08	6.08	6.08	6.08	6.08	6.09	6.09	6.08	6.06	6.06	6.06	6.08	6.09	6.10	144.57
DIA9	6.11	5.82	5.83	5.63	5.62	5.23	5.23	5.62	6.10	7.46	7.45	7.45	6.71	7.48	7.44	7.42	7.77	7.81	7.77	7.78	7.77	7.79	7.81	6.11	163.26
DIA10	5.62	5.62	5.23	5.23	5.65	7.53	7.55	7.58	7.79	7.73	7.71	7.70	7.70	7.72	7.73	7.73	7.75	8.03	8.02	8.01	8.03	8.04	8.06	7.56	175.32
DIA11	6.70	6.13	6.14	6.13	6.71	7.89	7.90	7.89	7.88	7.86	7.84	7.84	7.84	7.83	7.84	7.85	7.85	7.84	7.92	7.93	7.97	8.05	8.14	8.21	182.18
DIA12	7.23	7.64	5.63	5.63	5.63	7.85	7.85	7.85	8.14	8.48	8.48	8.48	8.47	8.11	8.11	8.11	8.12	8.12	8.35	8.36	8.46	8.47	8.48	7.85	187.90
DIA13	5.82	5.61	5.22	5.21	5.61	7.47	7.64	7.62	8.09	8.14	8.11	8.10	8.09	8.09	8.09	8.09	8.10	8.09	8.16	8.17	8.23	8.29	8.14	7.44	179.63
DIA14	6.11	6.12	5.62	5.63	5.82	7.46	7.46	7.44	7.41	7.40	7.39	7.39	7.38	7.39	7.38	7.38	7.38	7.38	7.37	7.38	7.39	7.39	7.41	7.43	169.93
DIA15	5.80	5.81	5.82	5.82	5.82	5.82	5.82	5.11	5.03	5.57	5.18	5.18	5.74	5.76	5.76	5.75	5.76	6.06	6.61	6.60	6.04	6.04	6.05	6.07	138.80
DIA16	6.07	6.08	6.08	6.09	6.09	6.09	6.10	6.10	6.09	6.08	6.08	6.07	6.07	6.07	6.06	6.06	6.07	6.06	6.04	6.04	6.04	6.05	6.06	6.07	145.72
DIA17	6.08	5.21	5.07	5.06	5.21	6.08	6.09	6.07	6.04	6.03	6.03	6.04	6.04	6.03	6.03	6.03	6.03	6.04	7.95	6.60	6.03	6.03	6.04	6.07	143.95
DIA18	6.07	6.08	5.78	5.21	6.07	6.10	6.09	6.08	5.75	5.75	5.75	6.03	6.04	6.03	6.03	6.03	6.03	6.03	6.60	6.61	6.16	6.03	6.05	6.07	144.45
DIA19	6.07	6.08	6.08	6.08	6.08	6.08	6.08	6.06	6.04	6.03	6.03	6.03	6.03	6.02	6.03	6.03	6.06	7.70	7.68	7.69	7.71	7.71	7.74	7.52	156.67
DIA20	6.66	6.09	5.79	5.79	6.09	7.35	7.44	7.42	7.46	7.45	7.45	7.44	7.44	7.44	7.36	7.37	7.41	7.73	7.71	7.71	7.72	7.74	7.76	7.43	173.24
DIA21	6.66	6.06	6.07	5.78	6.07	7.78	8.07	8.05	8.02	8.01	8.00	8.01	8.00	8.00	8.00	8.00	8.01	8.01	7.99	8.00	8.00	8.01	8.03	7.43	182.07
DIA22	5.78	5.78	5.79	5.78	6.08	6.66	6.10	6.66	6.64	6.63	6.63	6.62	6.62	6.62	6.62	6.63	6.65	6.66	6.63	6.64	6.64	6.65	6.66	6.67	154.83
DIA23	5.09	5.07	5.06	5.07	5.04	5.06	5.10	5.08	5.20	5.20	5.20	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19	5.19	4.90	5.20	5.22	5.21	5.20	5.21	5.20	123.45
DIA24	5.10	5.21	5.06	4.99	5.22	5.09	5.11	5.58	6.09	6.09	6.09	6.09	4.98	5.01	5.01	4.85	4.89	4.91	5.58	5.58	5.10	4.87	4.77	4.94	126.22
DIA25	4.88	4.90	4.92	4.95	4.95	5.09	5.14	5.11	5.08	5.03	5.02	4.19	4.20	4.20	0.21	0.21	0.21	0.21	4.14	4.14	4.16	3.14	0.21	0.21	84.50
DIA26	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.22	4.23	4.26	4.45	4.31	4.21	4.24	0.22	0.22	0.21	0.21	5.77	5.77	4.89	4.60	4.19	0.21	53.68
DIA27	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.22	0.21	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	3.27	6.63	5.78	4.89	4.59	0.21	0.21	29.25
DIA28	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.22	0.22	3.24	4.21	4.40	4.79	4.18	4.20	4.20	4.12	4.37	4.32	4.30	6.06	5.77	5.02	4.86	3.28	0.21	73.01
DIA29	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	4.09	4.10	4.10	3.34	3.32	3.17	0.21	0.21	0.21	5.77	5.57	5.55	4.60	4.11	0.21	50.49
DIA30	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	4.34	4.34	4.30	4.26	4.23	4.21	4.19	4.24	4.30	4.33	45.71
DIA31	4.35	4.35	4.35	4.34	4.33	4.32	4.32	4.29	4.26	4.19	4.19	4.20	4.27	4.21	4.25	4.18	4.29	4.24	4.88	4.89	4.45	4.61	4.30	4.15	104.20

FUENTE: CENACE

CUADRO No. A6
ENERGÍA NETA TV2 Y TV3 (Kwh.)

DIA3	TV2 (KWh)	TV3(KWh)
HORA 1	16.292,61	38.004,09
HORA 2	16.334,60	15.376,80
HORA 3	16.428,58	15.472,78
HORA 4	16.428,58	15.430,79
HORA 5	16.424,58	15.496,78
HORA 6	16.356,60	28.776,01
HORA 7	16.306,61	68.333,78
HORA 8	16.412,59	68.929,66
HORA 9	16.380,59	68.153,82
HORA 10	16.330,60	68.187,81
HORA 11	16.338,60	67.721,91
HORA 12	16.164,64	67.563,94
HORA 13	27.720,23	68.889,67
HORA 14	45.798,47	68.917,66
HORA 15	19.427,96	68.575,73
HORA 16	17.412,38	69.103,62
HORA 17	17.134,44	69.123,62
HORA 18	17.544,35	68.503,75
HORA 19	50.485,50	68.413,77
HORA 20	63.166,86	68.369,78
HORA 21	63.278,84	68.107,83
HORA 22	63.186,85	67.923,87
HORA 23	23.629,08	67.647,93
HORA 24	16.388,59	68.139,82
TOTAL	621.372,73	1.359.165,23

FUENTE: UNIDADES DE GENERACIÓN

CUADRO No. A7
DEMANDA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (MWH)

DD	AMBATO	AZOGUES	BOLIVAR	COTOPAXI	ESMERALDAS	LOS RIOS	MANABI	MILAGRO	QUITO	CENT. SUR	REG. SUR	EL ORO	RIOBAMBA	STA. ELENA	STO. DMGO	CATEG	EMELGUR	EMELNORTE	TOTAL
HORA 1	37,78	10,30	5,00	20,92	35,96	24,75	109,22	37,73	183,85	60,61	18,30	52,16	6,65	33,68	30,28	318,69	98,21	28,93	1.113,01
HORA 2	36,05	8,73	4,84	20,59	34,15	24,22	104,75	35,65	166,80	57,80	17,28	49,22	4,99	32,17	28,80	293,22	101,16	27,66	1.048,10
HORA 3	35,17	10,02	4,78	20,64	33,30	23,48	103,19	35,50	161,18	56,53	16,92	47,92	4,99	31,75	28,23	280,04	97,66	27,11	1.018,43
HORA 4	35,09	9,92	4,81	20,63	32,19	23,21	102,39	35,05	159,22	56,24	16,92	47,60	5,00	31,31	27,85	272,64	91,19	27,36	998,62
HORA 5	36,31	9,95	5,19	22,31	32,94	23,56	102,82	35,65	166,49	57,07	17,63	47,25	5,88	31,01	28,01	267,82	88,58	29,88	1.008,38
HORA 6	42,25	10,70	6,58	28,03	34,66	26,35	109,29	38,88	224,65	61,83	20,87	50,92	10,34	31,85	31,02	279,16	87,77	37,47	1.132,61
HORA 7	48,17	11,17	6,83	29,75	37,52	29,27	115,80	41,77	286,13	66,02	22,28	52,44	14,29	31,83	34,71	299,63	84,62	41,49	1.253,70
HORA 8	45,68	10,71	5,46	27,63	37,71	28,16	110,12	39,76	287,41	66,77	22,00	52,40	11,05	30,51	33,25	325,50	80,48	38,01	1.252,62
HORA 9	49,07	11,20	4,89	29,31	38,97	29,91	114,83	40,54	314,42	72,46	22,83	58,47	10,09	31,31	34,52	392,96	83,18	38,37	1.377,36
HORA 10	51,79	11,68	4,77	28,44	40,18	31,83	118,90	41,80	341,32	77,13	24,71	62,13	9,39	33,42	35,30	456,83	87,36	40,22	1.497,19
HORA 11	53,25	11,49	4,81	29,01	40,72	33,27	124,31	43,59	356,09	80,07	25,57	64,22	9,25	34,65	36,29	486,09	91,45	40,93	1.565,04
HORA 12	51,01	11,61	4,88	29,61	41,54	33,92	128,27	44,99	361,38	82,38	26,20	66,17	9,79	36,29	37,12	505,52	95,04	41,75	1.607,47
HORA 13	52,18	11,13	4,79	28,92	40,99	33,18	128,52	44,37	343,60	78,37	25,80	64,51	9,45	36,45	36,84	509,93	98,36	39,30	1.586,70
HORA 14	51,90	10,84	4,88	29,73	40,42	33,87	130,03	45,38	336,76	77,28	25,59	64,91	9,63	36,34	37,10	519,49	99,07	38,78	1.592,02
HORA 15	55,16	11,12	5,08	30,00	41,04	35,12	129,79	46,47	340,75	78,31	24,59	61,48	9,72	36,42	38,03	525,91	101,24	39,74	1.609,96
HORA 16	53,20	11,19	5,11	29,66	40,60	35,64	130,85	47,47	344,22	80,50	24,57	65,51	10,79	36,59	36,35	524,36	103,20	39,31	1.619,13
HORA 17	54,60	11,18	5,14	28,66	41,18	35,29	128,92	46,98	340,40	74,55	24,70	66,52	10,91	36,19	37,65	516,85	104,88	38,00	1.602,58
HORA 18	56,40	11,10	5,71	27,84	43,03	35,38	130,87	48,22	334,15	78,93	26,69	67,92	11,98	37,53	40,87	513,43	107,23	37,05	1.614,36
HORA 19	72,65	13,15	9,81	38,44	54,37	44,95	161,84	63,69	396,62	100,10	35,39	81,02	23,25	47,76	52,87	551,44	120,97	55,72	1.924,04
HORA 20	84,23	15,32	12,50	43,75	59,67	50,52	182,33	72,21	443,04	117,95	43,97	90,45	32,08	54,38	59,15	574,39	135,94	62,87	2.134,74
HORA 21	79,88	14,82	11,06	38,85	57,98	44,86	175,97	68,98	426,75	112,45	41,40	88,31	29,07	53,25	56,40	548,06	134,55	56,92	2.039,57
HORA 22	68,79	13,49	8,67	32,39	54,16	42,87	162,67	61,41	380,45	99,96	35,47	82,42	22,44	50,20	50,49	510,83	129,06	51,80	1.857,57
HORA 23	56,26	11,84	6,65	27,19	48,96	35,91	143,47	50,74	309,21	84,23	28,19	73,22	15,51	43,34	42,73	462,23	110,06	41,08	1.590,82
HORA 24	45,59	10,71	5,27	24,24	41,91	29,99	125,86	42,30	243,42	70,17	22,28	61,94	10,01	36,32	35,33	397,37	100,19	32,87	1.335,77
TOTAL - MWH	1.252,46	273,37	147,52	686,55	1.004,13	789,52	3.075,02	1.109,15	7.248,32	1.847,71	610,14	1.519,10	296,57	894,56	909,18	10.332,39	2.431,45	952,62	35.379,76

FUENTE: CENACE

CUADRO No. A8
ENERGÍA NETA DE LA UNIDAD TV2 CON RESPECTO AL TOTAL DE LA DEMANDA DE CADA UNA DE LAS DISTRIBUIDORAS (MWh)

DD TV2	AMBATO	AZOGUES	BOLIVAR	COTOPAXI	ESMERALDAS	LOS RIOS	MANABI	MILAGRO	QUITO	CENT. SUR	REG. SUR	EL ORO	RIOBAMBA	STA. ELENA	STO. DMGO	CATEG	EMELGUR	EMELNORTE	TOTAL
HORA 1	0,55	0,15	0,07	0,31	0,53	0,36	1,60	0,55	2,69	0,89	0,27	0,76	0,10	0,49	0,44	4,67	1,44	0,42	16,29261
HORA 2	0,56	0,14	0,08	0,32	0,53	0,38	1,63	0,56	2,60	0,90	0,27	0,77	0,08	0,50	0,45	4,57	1,58	0,43	16,33460
HORA 3	0,57	0,16	0,08	0,33	0,54	0,38	1,66	0,57	2,60	0,91	0,27	0,77	0,08	0,51	0,46	4,52	1,58	0,44	16,42858
HORA 4	0,58	0,16	0,08	0,34	0,53	0,38	1,68	0,58	2,62	0,93	0,28	0,78	0,08	0,52	0,46	4,49	1,50	0,45	16,42858
HORA 5	0,59	0,16	0,08	0,36	0,54	0,38	1,67	0,58	2,71	0,93	0,29	0,77	0,10	0,51	0,46	4,36	1,44	0,49	16,42458
HORA 6	0,61	0,15	0,10	0,40	0,50	0,38	1,58	0,56	3,24	0,89	0,30	0,74	0,15	0,46	0,45	4,03	1,27	0,54	16,35660
HORA 7	0,63	0,15	0,09	0,39	0,49	0,38	1,51	0,54	3,72	0,86	0,29	0,68	0,19	0,41	0,45	3,90	1,10	0,54	16,30661
HORA 8	0,60	0,14	0,07	0,36	0,49	0,37	1,44	0,52	3,77	0,87	0,29	0,69	0,14	0,40	0,44	4,26	1,05	0,50	16,41259
HORA 9	0,58	0,13	0,06	0,35	0,46	0,36	1,37	0,48	3,74	0,86	0,27	0,70	0,12	0,37	0,41	4,67	0,99	0,46	16,38059
HORA 10	0,56	0,13	0,05	0,31	0,44	0,35	1,30	0,46	3,72	0,84	0,27	0,68	0,10	0,36	0,39	4,98	0,95	0,44	16,33060
HORA 11	0,56	0,12	0,05	0,30	0,43	0,35	1,30	0,46	3,72	0,84	0,27	0,67	0,10	0,36	0,38	5,07	0,95	0,43	16,33860
HORA 12	0,51	0,12	0,05	0,30	0,42	0,34	1,29	0,45	3,63	0,83	0,26	0,67	0,10	0,36	0,37	5,08	0,96	0,42	16,16464
HORA 13	0,91	0,19	0,08	0,51	0,72	0,58	2,25	0,78	6,00	1,37	0,45	1,13	0,17	0,64	0,64	8,91	1,72	0,69	27,72023
HORA 14	1,49	0,31	0,14	0,86	1,16	0,97	3,74	1,31	9,69	2,22	0,74	1,87	0,28	1,05	1,07	14,94	2,85	1,12	45,79847
HORA 15	0,67	0,13	0,06	0,36	0,50	0,42	1,57	0,56	4,11	0,94	0,30	0,74	0,12	0,44	0,46	6,35	1,22	0,48	19,42796
HORA 16	0,57	0,12	0,05	0,32	0,44	0,38	1,41	0,51	3,70	0,87	0,26	0,70	0,12	0,39	0,39	5,64	1,11	0,42	17,41238
HORA 17	0,58	0,12	0,06	0,31	0,44	0,38	1,38	0,50	3,64	0,80	0,26	0,71	0,12	0,39	0,40	5,53	1,12	0,41	17,13444
HORA 18	0,61	0,12	0,06	0,30	0,47	0,38	1,42	0,52	3,63	0,86	0,29	0,74	0,13	0,41	0,44	5,58	1,17	0,40	17,54435
HORA 19	1,91	0,34	0,26	1,01	1,43	1,18	4,25	1,67	10,41	2,63	0,93	2,13	0,61	1,25	1,39	14,47	3,17	1,46	50,48550
HORA 20	2,49	0,45	0,37	1,29	1,77	1,49	5,40	2,14	13,11	3,49	1,30	2,68	0,95	1,61	1,75	17,00	4,02	1,86	63,16686
HORA 21	2,48	0,46	0,34	1,21	1,80	1,39	5,46	2,14	13,24	3,49	1,28	2,74	0,90	1,65	1,75	17,00	4,17	1,77	63,27884
HORA 22	2,34	0,46	0,30	1,10	1,84	1,46	5,53	2,09	12,94	3,40	1,21	2,80	0,76	1,71	1,72	17,38	4,39	1,76	63,18685
HORA 23	0,84	0,18	0,10	0,40	0,73	0,53	2,13	0,75	4,59	1,25	0,42	1,09	0,23	0,64	0,63	6,87	1,63	0,61	23,62908
HORA 24	0,56	0,13	0,06	0,30	0,51	0,37	1,54	0,52	2,99	0,86	0,27	0,76	0,12	0,45	0,43	4,88	1,23	0,40	16,38859
TOTAL - MWH	22,35	4,74	2,74	12,04	17,68	13,95	54,10	19,80	126,82	32,72	11,04	26,75	5,83	15,89	16,22	179,14	42,62	16,93	621,37

CUADRO No. A9
LIMITE HORARIO DE CADA UNA DE LAS DISTRIBUIDORAS DE GENERACION

LIM MWH	AMBATO	AZOGUES	BOLIVAR	COTOPAXI	ESMERALDAS	LOS RIOS	MANABI	MILAGRO	QUITO	CENT. SUR	REG. SUR	EL ORO	RIOBAMBA	STA. ELENA	STO. DMGO	CATEG	EMELGUR	EMELNORTE	TOTAL	
hora 1	1,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,07327
hora 2	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64549
hora 3	0,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70283
hora 4	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71865
hora 5	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64741
hora 6	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55491
hora 7	0,63	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75313
hora 8	0,83	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,94825
hora 9	1,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,81897
hora 10	1,27	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,83743
hora 11	1,22	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,84434
hora 12	1,31	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,96297
hora 13	1,35	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,16697
hora 14	1,63	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69941
hora 15	1,21	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20521
hora 16	1,27	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20321
hora 17	1,52	0,00	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,49	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,90	4,13710
hora 18	1,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,67	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,92	4,56322
hora 19	2,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79	4,94862
hora 20	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65	4,10460
hora 21	1,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,81	3,58357
hora 22	1,81	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	4,84864
hora 23	1,73	0,00	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	2,17506
hora 24	1,46	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,58073
TOTAL - MWH	30,60	-	1,86	-	-	-	-	-	-	15,19	0,08	-	-	-	-	-	-	-	5,00	52,72

FUENTE: CENACE

CUADRO No. A10
ENERGÍA DE LA UNIDAD TV2 ENTREGADA A CONTRATOS (MWh)
DIA 3 DE DICIEMBRE

HORAS	AMBATO	AZOGUES	BOLIVAR	COTOPAXI	ESMERALDAS	LOS RIOS	MANABI	MILAGRO	QUITO	CENT. SUR	REG. SUR	EL ORO	RIOBAMBA	STA. ELENA	STO. DMGO	CATEG	EMELGUR	EMELNORTE	TOTAL
HORA 1	0,23	-	0,07	0,31	0,53	0,36	1,60	0,55	2,69	0,89	0,27	0,76	0,10	0,49	0,44	4,67	1,44	0,42	15,82
HORA 2	0,23	-	0,08	0,32	0,53	0,38	1,63	0,56	2,60	0,90	0,27	0,77	0,08	0,50	0,45	4,57	1,58	0,43	15,87
HORA 3	0,21	-	0,08	0,33	0,54	0,38	1,66	0,57	2,60	0,91	0,27	0,77	0,08	0,51	0,46	4,52	1,58	0,44	15,90
HORA 4	0,21	-	0,08	0,34	0,53	0,38	1,68	0,58	2,62	0,93	0,28	0,78	0,08	0,52	0,46	4,49	1,50	0,45	15,89
HORA 5	0,26	-	0,08	0,36	0,54	0,38	1,67	0,58	2,71	0,93	0,29	0,77	0,10	0,51	0,46	4,36	1,44	0,49	15,93
HORA 6	0,41	-	0,10	0,40	0,50	0,38	1,58	0,56	3,24	0,89	0,30	0,74	0,15	0,46	0,45	4,03	1,27	0,54	16,00
HORA 7	0,50	-	0,07	0,39	0,49	0,38	1,51	0,54	3,72	0,86	0,29	0,68	0,19	0,41	0,45	3,90	1,10	0,54	16,02
HORA 8	0,44	-	0,05	0,36	0,49	0,37	1,44	0,52	3,77	0,87	0,29	0,69	0,14	0,40	0,44	4,26	1,05	0,50	16,09
HORA 9	0,32	-	0,06	0,35	0,46	0,36	1,37	0,48	3,74	0,78	0,27	0,70	0,12	0,37	0,41	4,67	0,99	0,46	15,89
HORA 10	0,32	-	0,04	0,31	0,44	0,35	1,30	0,46	3,72	0,75	0,27	0,68	0,10	0,36	0,39	4,98	0,95	0,44	15,85
HORA 11	0,32	-	0,03	0,30	0,43	0,35	1,30	0,46	3,72	0,74	0,27	0,67	0,10	0,36	0,38	5,07	0,95	0,43	15,86
HORA 12	0,26	-	0,03	0,30	0,42	0,34	1,29	0,45	3,63	0,73	0,26	0,67	0,10	0,36	0,37	5,08	0,96	0,42	15,67
HORA 13	0,52	-	0,04	0,51	0,72	0,58	2,25	0,78	6,00	1,18	0,45	1,13	0,17	0,64	0,64	8,91	1,72	0,69	26,90
HORA 14	0,84	-	0,07	0,86	1,16	0,97	3,74	1,31	9,69	1,86	0,74	1,87	0,28	1,05	1,07	14,94	2,85	1,12	44,41
HORA 15	0,40	-	0,03	0,36	0,50	0,42	1,57	0,56	4,11	0,76	0,30	0,74	0,12	0,44	0,46	6,35	1,22	0,48	18,81
HORA 16	0,32	-	0,02	0,32	0,44	0,38	1,41	0,51	3,70	0,71	0,26	0,70	0,12	0,39	0,39	5,64	1,11	0,42	16,85
HORA 17	0,28	-	0,02	0,31	0,44	0,38	1,38	0,50	3,64	0,50	0,25	0,71	0,12	0,39	0,40	5,53	1,12	0,23	16,19
HORA 18	0,21	-	0,06	0,30	0,47	0,38	1,42	0,52	3,63	0,52	0,29	0,74	0,13	0,41	0,44	5,58	1,17	0,22	16,49
HORA 19	0,94	-	0,26	1,01	1,43	1,18	4,25	1,67	10,41	1,83	0,93	2,13	0,61	1,25	1,39	14,47	3,17	1,13	48,04
HORA 20	1,54	-	0,37	1,29	1,77	1,49	5,40	2,14	13,11	2,79	1,30	2,68	0,95	1,61	1,75	17,00	4,02	1,55	60,74
HORA 21	1,82	-	0,34	1,21	1,80	1,39	5,46	2,14	13,24	2,81	1,28	2,74	0,90	1,65	1,75	17,00	4,17	1,38	61,09
HORA 22	1,47	-	0,18	1,10	1,84	1,46	5,53	2,09	12,94	2,50	1,21	2,80	0,76	1,71	1,72	17,38	4,39	1,31	60,39
HORA 23	0,39	-	0,06	0,40	0,73	0,53	2,13	0,75	4,59	1,19	0,41	1,09	0,23	0,64	0,63	6,87	1,63	0,61	22,89
HORA 24	0,28	-	0,04	0,30	0,51	0,37	1,54	0,52	2,99	0,86	0,27	0,76	0,12	0,45	0,43	4,88	1,23	0,40	15,95
TOTAL - MWH	12,69	-	2,25	12,04	17,68	13,95	54,10	19,80	126,82	27,67	11,02	26,75	5,83	15,89	16,22	179,14	42,62	15,08	599,56

CUADRO No. A11
ENERGÍA DE LA UNIDAD TV2 ENTREGADA A CONTRATOS (MWh)
MES DE DICIEMBRE

TV2 (MWh)	AMBATO	AZOGUES	BOLIVAR	COTOPAXI	ESMERALDAS	LOS RIOS	MANABI	MILAGRO	QUITO	CENT. SUR	REG. SUR	EL ORO	RIOBAMBA	STA. ELENA	STO. DMGO	CATEG	EMELGUR	EMELNORTE	TOTAL
DIA1	39,58	-	3,68	31,65	50,09	37,69	146,37	52,86	287,38	79,86	26,43	70,93	10,86	43,28	45,17	391,70	119,02	46,54	1.483,07
DIA2	6,76	-	1,22	8,27	13,65	9,95	39,07	14,37	73,89	19,10	7,06	18,95	2,74	12,27	11,78	120,07	31,55	10,50	401,18
DIA3	12,69	-	2,25	12,04	17,68	13,95	54,10	19,80	126,82	27,67	11,02	26,75	5,83	15,89	16,22	179,14	42,62	15,08	599,56
DIA4	31,12	-	3,65	27,70	37,59	27,74	109,74	40,11	274,98	58,68	21,59	56,54	11,65	31,61	33,32	376,37	89,23	30,12	1.261,72
DIA5	40,60	-	4,83	31,04	42,31	31,93	121,85	44,23	287,15	69,81	23,59	61,64	13,39	35,57	37,22	382,72	100,15	33,64	1.361,70
DIA6	51,46	-	5,57	33,37	45,00	33,25	125,42	45,85	251,96	74,65	24,77	64,00	15,06	37,88	39,63	405,06	105,92	36,66	1.395,51
DIA7	52,69	-	5,76	34,35	44,92	33,44	127,19	45,97	301,21	77,62	25,18	66,46	14,96	38,02	39,69	396,21	113,31	36,78	1.453,76
DIA8	47,27	-	5,13	33,39	44,64	34,63	127,85	48,25	274,27	73,08	24,47	66,80	14,19	40,28	40,23	405,72	119,55	36,07	1.435,82
DIA9	39,58	-	4,72	23,91	36,84	27,80	107,77	40,15	217,64	60,70	20,53	54,38	11,13	33,78	32,25	297,98	99,77	26,83	1.135,78
DIA10	44,33	-	4,79	29,31	38,27	30,13	116,21	42,32	286,02	68,29	22,39	59,16	13,07	24,66	34,72	359,83	101,64	34,01	1.309,16
DIA11	52,93	-	5,77	34,53	43,30	34,17	130,91	46,99	327,01	78,72	25,25	67,56	14,88	38,38	39,04	394,89	120,25	39,16	1.493,75
DIA12	54,47	-	5,84	31,71	41,02	29,75	121,03	42,34	307,14	74,03	23,18	60,69	13,75	34,85	37,15	345,88	106,55	36,69	1.366,11
DIA13	49,11	-	5,03	28,46	39,22	28,14	115,71	39,62	293,74	70,80	22,38	57,91	9,82	33,22	35,37	342,35	99,59	35,52	1.305,99
DIA14	43,35	-	4,43	27,43	39,90	30,34	124,94	43,40	297,17	70,05	23,51	62,87	11,36	36,20	37,19	380,64	106,96	34,28	1.374,03
DIA15	34,95	-	4,11	20,41	36,81	28,56	110,26	40,67	223,62	57,17	20,52	56,57	10,89	34,40	32,62	342,37	102,52	27,42	1.183,85
DIA16	36,23	-	5,08	27,37	48,91	36,51	134,82	53,53	272,06	66,89	27,23	73,06	13,03	45,14	26,39	437,17	127,08	35,96	1.466,47
DIA17	38,53	-	4,73	27,94	38,61	27,63	116,25	41,42	273,45	61,13	22,71	59,05	12,90	32,52	34,88	380,13	90,21	30,68	1.292,77
DIA18	42,59	-	4,91	30,84	40,43	31,12	122,26	43,34	287,98	65,05	23,04	63,49	13,20	33,05	37,29	406,23	98,74	32,93	1.376,49
DIA19	48,39	-	5,43	33,06	43,72	34,13	129,87	47,55	315,36	73,64	25,18	65,56	13,15	39,02	40,52	429,92	111,68	35,19	1.491,35
DIA20	51,69	-	5,47	34,22	45,00	34,42	134,13	47,03	315,98	78,78	26,56	68,78	10,22	39,39	41,12	415,39	113,09	36,89	1.498,18
DIA21	51,28	-	5,85	29,50	43,07	32,32	124,94	44,28	283,07	72,91	24,18	63,73	10,75	35,32	39,19	381,41	100,35	37,99	1.380,15
DIA22	44,89	-	5,67	31,68	49,34	36,48	144,41	51,16	275,25	73,48	26,12	72,05	11,49	40,01	43,03	406,03	114,94	35,51	1.461,54
DIA23	11,20	-	1,77	7,89	13,49	9,77	39,67	14,14	67,34	20,45	7,19	19,00	2,53	11,00	11,72	117,86	31,19	8,95	395,14
DIA24	13,87	-	2,23	8,70	18,05	13,31	54,32	19,61	100,66	26,45	9,99	27,34	4,59	14,93	15,85	159,23	41,84	14,89	545,86
DIA25	9,50	-	0,96	4,54	13,22	9,14	37,51	14,03	56,93	14,59	6,56	18,97	3,24	10,83	11,13	108,64	31,29	8,06	359,14
DIA26	11,61	-	1,78	8,38	17,04	12,83	49,75	18,49	96,19	18,65	7,88	25,82	5,08	14,02	15,38	164,85	40,34	10,94	519,02
DIA27	10,55	-	1,47	9,76	14,74	10,81	39,65	15,77	80,26	15,92	6,38	22,14	4,48	12,64	13,45	144,82	35,52	9,51	447,89
DIA28	9,26	-	1,55	9,57	14,83	10,64	43,43	15,25	77,71	15,41	6,39	21,75	4,50	12,98	13,41	137,26	33,45	8,53	435,89
DIA29	10,01	-	1,25	10,14	16,07	11,65	44,31	16,45	68,43	14,45	6,26	23,60	4,58	15,12	13,82	136,90	35,65	8,03	436,73
DIA30	8,03	-	1,13	7,64	13,56	9,29	37,93	13,39	53,64	12,05	4,39	18,15	3,19	13,14	11,05	108,84	29,35	6,54	351,35
DIA31	8,34	-	1,28	5,99	13,30	9,46	38,37	13,66	64,48	14,46	6,62	18,24	3,49	13,23	10,77	107,28	29,57	8,74	367,30
TOTAL	1.006,88	-	117,35	694,79	1.014,64	760,96	2.970,05	1.076,03	6.518,82	1.604,53	558,57	1.511,91	294,00	872,62	890,60	9.162,90	2.522,94	808,64	32.386,25

**CUADRO No. A12
ENERGÍA ENTREGADA A CONTRATOS POR DIA Y HORA MENSUAL (MWh)**

TV2 (MWh)	DI1	DI2	DI3	DI4	DI5	DI6	DI7	DI8	DI9	DI10	DI11	DI12	DI13	DI14	DI15	DI16	DI17	DI18	DI19	DI20	DI21	DI22	DI23	DI24	DI25	DI26	DI27	DI28	DI29	DI30	DI31	TOTAL
HORA1	62.31	30.64	15.82	38.02	62.71	63.43	62.83	63.66	62.07	40.09	62.78	62.77	62.10	63.02	63.19	61.34	62.84	62.94	62.40	62.55	63.04	62.57	38.07	15.61	15.31	14.84	14.47	13.78	14.22	14.23	16.17	1.418,60
HORA 2	62.30	16.67	15.87	21.37	60.53	63.04	62.94	63.83	63.11	16.73	62.48	62.39	25.44	62.97	62.83	60.89	29.22	61.77	62.68	62.36	58.78	62.63	15.48	14.41	15.20	15.09	14.38	13.64	13.47	14.08	16.33	1.232,98
HORA 3	62.22	16.45	15.90	16.70	21.91	34.68	50.65	63.92	62.99	17.08	61.67	34.29	17.26	37.86	62.86	62.06	15.67	43.21	62.76	62.36	27.56	62.74	15.66	14.22	13.88	15.04	14.34	13.47	13.42	13.95	16.34	1.043,36
HORA4	62.23	16.51	15.89	16.85	16.61	16.22	37.02	63.97	33.67	17.16	62.16	16.70	16.65	16.60	62.83	63.13	15.75	28.48	62.78	62.32	27.48	60.75	15.82	14.13	13.60	15.07	14.29	13.51	13.29	14.02	16.38	921,88
HORA5	62.17	16.57	15.93	16.74	17.93	33.88	37.77	64.03	16.15	24.58	62.40	16.94	16.59	18.87	62.83	62.48	15.08	16.78	62.74	62.37	27.33	46.75	15.78	14.48	14.59	15.24	14.30	13.50	13.13	14.09	16.48	908,60
HORA6	62.13	16.49	16.00	44.43	57.04	62.83	63.16	64.22	16.23	63.21	62.73	47.30	45.05	58.16	63.10	61.62	38.30	51.06	62.94	62.71	48.27	62.53	14.25	15.59	15.31	15.23	14.28	13.40	13.52	13.88	16.45	1.263,51
HORA7	62.23	16.15	16.02	63.01	63.48	63.10	64.14	32.91	16.59	63.37	62.78	62.55	62.62	61.98	36.00	61.08	63.65	63.58	63.07	62.74	63.02	63.28	15.48	15.98	14.87	15.27	14.29	13.54	13.46	13.65	16.33	1.318,58
HORA8	62.42	16.71	16.09	63.18	63.42	63.25	64.06	27.12	15.14	63.18	62.51	62.82	62.73	62.77	14.97	61.97	63.29	63.39	63.11	63.02	63.04	63.18	15.87	16.16	15.51	15.48	14.58	14.05	14.65	13.78	16.58	1.298,19
HORA9	61.97	16.65	15.89	61.39	62.94	62.92	63.65	62.12	15.42	63.31	62.35	62.98	62.94	62.31	15.38	61.15	62.27	62.23	62.30	62.32	63.03	62.17	15.82	22.30	15.37	15.38	14.58	14.10	14.09	13.70	16.13	1.329,71
HORA10	61.87	17.68	15.85	61.91	62.28	62.57	63.31	62.13	15.38	63.04	62.52	63.01	62.97	61.94	14.81	61.09	62.17	61.41	61.94	62.34	62.77	61.84	15.68	53.64	15.38	15.68	15.14	14.18	14.34	14.01	15.45	1.368,32
HORA11	61.73	17.23	15.88	61.83	62.38	62.39	63.37	61.94	15.32	62.85	62.73	62.80	62.84	61.84	15.27	61.02	62.00	61.98	61.93	62.43	62.88	61.57	15.64	60.29	15.68	15.70	15.30	14.79	14.52	14.08	13.68	1.363,23
HORA12	61.74	16.60	15.67	61.75	62.32	62.33	63.50	61.82	15.15	62.84	62.51	62.59	62.20	61.56	16.29	60.88	62.00	61.77	61.77	62.54	62.52	61.53	15.58	60.31	15.13	24.39	15.30	14.38	14.41	14.07	13.51	1.402,49
HORA13	61.54	16.21	26.90	61.33	61.92	62.30	63.19	61.39	62.74	62.33	62.23	62.45	61.88	61.68	22.38	60.38	61.65	61.58	61.40	62.18	62.44	61.17	15.47	46.21	14.88	34.56	14.81	14.26	14.19	14.38	14.21	1.424,19
HORA14	61.45	16.07	44.41	61.08	61.63	62.08	63.13	61.53	62.73	62.07	61.88	62.30	61.58	61.80	60.85	60.14	61.65	61.48	61.24	62.15	62.31	60.88	15.42	15.88	14.57	19.43	14.78	14.21	13.99	14.28	15.21	1.432,48
HORA15	61.34	15.75	18.81	61.43	62.20	62.38	63.33	62.15	62.58	61.43	61.91	62.11	61.51	61.88	61.19	60.76	61.82	61.74	61.54	62.38	62.62	61.25	15.63	16.02	14.70	15.29	14.78	14.25	13.92	14.95	15.04	1.406,65
HORA16	61.17	15.70	16.83	61.69	62.61	62.80	63.44	62.33	62.61	61.47	61.99	62.28	61.81	61.90	61.45	60.47	61.91	61.82	61.90	62.80	62.74	61.50	15.48	15.85	14.38	15.30	14.74	14.13	23.04	15.20	14.42	1.415,22
HORA17	60.72	15.46	16.19	60.29	61.48	62.07	62.82	61.59	61.29	60.70	61.58	61.82	62.07	60.40	59.68	59.54	60.90	61.22	61.09	61.87	62.45	59.47	15.01	15.91	14.38	15.27	14.42	14.23	33.31	14.83	14.86	1.407,02
HORA18	60.65	14.82	16.49	60.52	61.12	61.57	62.78	61.47	61.64	60.84	61.33	61.69	61.79	60.70	59.97	59.67	60.40	60.72	61.00	61.55	61.62	59.02	15.02	17.08	14.58	15.17	14.82	14.18	14.73	14.68	14.78	1.388,55
HORA19	61.55	15.79	48.04	60.41	62.30	61.46	62.25	61.77	63.29	61.28	61.99	62.57	62.80	62.21	60.78	60.75	61.14	60.83	61.82	61.90	61.94	60.68	15.34	16.66	15.19	42.32	29.52	45.00	43.32	15.54	14.83	1.535,30
HORA20	61.84	15.52	60.74	60.82	62.93	61.91	62.54	61.93	63.38	62.10	61.78	62.74	63.05	62.53	61.18	60.99	61.66	61.01	61.78	62.23	62.52	61.14	15.74	16.98	15.80	60.64	60.15	60.84	54.00	16.04	14.98	1.631,05
HORA21	62.02	15.59	61.09	61.05	63.61	62.18	63.07	61.99	63.50	62.30	62.41	63.08	62.65	62.98	61.32	61.14	61.88	61.63	62.28	63.00	62.97	61.04	15.68	17.12	15.67	38.78	52.16	31.33	15.16	15.87	14.97	1.580,78
HORA22	61.40	15.40	60.39	60.76	62.11	61.86	62.88	62.33	63.40	63.09	62.12	62.58	61.93	61.64	60.21	60.92	61.65	61.08	61.87	62.35	62.83	60.91	15.67	16.77	15.27	19.83	13.90	15.60	14.86	16.00	14.49	1.458,22
HORA23	61.89	15.30	22.89	61.99	62.84	61.85	63.58	62.75	62.69	62.99	62.44	62.73	62.80	62.81	61.37	61.53	62.55	62.21	62.09	62.71	63.01	60.91	15.71	16.79	15.07	15.17	14.45	15.93	14.84	15.87	14.84	1.423,97
HORA24	62.16	15.29	15.95	62.59	63.38	62.83	64.01	63.12	62.90	63.12	62.44	62.65	63.24	63.00	62.82	61.47	62.81	62.58	62.93	63.23	63.20	61.94	15.85	17.45	15.09	14.88	14.11	15.18	14.59	15.88	14.91	1.425,41
TOTAL	1.483,07	401,18	598,56	1.281,72	1.381,70	1.395,51	1.453,76	1.435,82	1.138,78	1.308,16	1.493,75	1.386,11	1.305,99	1.374,03	1.183,85	1.468,47	1.282,77	1.376,48	1.491,25	1.488,18	1.380,15	1.461,54	385,14	545,86	358,14	519,82	407,88	435,88	438,73	381,35	387,30	32.386,25

**CUADRO No. A13
VENTA DE CONTRATOS DE LA UNIDAD TV2 (USD)**

TV2 (USD)	DI01	DI02	DI03	DI04	DI05	DI06	DI07	DI08	DI09	DI10	DI11	DI12	DI13	DI14	DI15	DI16	DI17	DI18	DI19	DI20	DI21	DI22	DI23	DI24	DI25	DI26	DI27	DI28	DI29	DI30	DI31	TOTAL
HORA1	\$ 3.738,46	\$ 1.838,13	\$ 949,19	\$ 2.281,95	\$ 3.782,71	\$ 3.805,67	\$ 3.789,72	\$ 3.819,00	\$ 3.772,26	\$ 2.865,11	\$ 3.786,95	\$ 3.786,48	\$ 3.728,09	\$ 3.781,16	\$ 3.791,10	\$ 3.680,51	\$ 3.770,65	\$ 3.778,12	\$ 3.743,74	\$ 3.753,19	\$ 3.782,11	\$ 3.754,16	\$ 2.284,42	\$ 936,40	\$ 918,75	\$ 890,65	\$ 888,37	\$ 825,72	\$ 853,83	\$ 853,61	\$ 970,29	\$ 85.115,65
HORA 2	\$ 3.738,23	\$ 990,99	\$ 951,37	\$ 1.282,40	\$ 3.651,59	\$ 3.782,32	\$ 3.776,45	\$ 3.829,67	\$ 3.786,42	\$ 1.003,70	\$ 3.748,82	\$ 3.749,40	\$ 1.528,48	\$ 3.777,95	\$ 3.775,59	\$ 3.653,66	\$ 1.753,38	\$ 3.706,03	\$ 3.780,91	\$ 3.741,51	\$ 3.527,02	\$ 3.757,64	\$ 927,79	\$ 684,61	\$ 911,55	\$ 905,14	\$ 895,27	\$ 818,41	\$ 807,33	\$ 844,76	\$ 979,81	\$ 75.178,69
HORA 3	\$ 3.733,49	\$ 987,15	\$ 954,31	\$ 1.011,82	\$ 1.314,63	\$ 2.080,77	\$ 3.050,80	\$ 3.835,42	\$ 3.779,57	\$ 1.024,72	\$ 3.700,43	\$ 2.657,67	\$ 1.035,65	\$ 2.271,75	\$ 3.771,75	\$ 3.729,47	\$ 840,43	\$ 2.592,84	\$ 3.765,99	\$ 3.741,11	\$ 1.653,91	\$ 3.764,67	\$ 939,89	\$ 863,49	\$ 832,60	\$ 902,13	\$ 860,33	\$ 808,38	\$ 803,33	\$ 837,12	\$ 980,49	\$ 82.601,79
HORA4	\$ 3.733,98	\$ 990,32	\$ 953,69	\$ 1.010,67	\$ 996,52	\$ 973,43	\$ 2.221,08	\$ 3.838,42	\$ 2.020,40	\$ 1.029,67	\$ 3.729,79	\$ 1.001,92	\$ 999,83	\$ 985,95	\$ 3.789,60	\$ 3.788,08	\$ 945,25	\$ 1.708,74	\$ 3.765,37	\$ 3.750,44	\$ 1.649,69	\$ 3.694,93	\$ 949,21	\$ 847,57	\$ 816,19	\$ 903,99	\$ 857,64	\$ 810,43	\$ 797,70	\$ 841,16	\$ 982,67	\$ 55.312,51
HORA5	\$ 3.730,37	\$ 994,45	\$ 953,78	\$ 1.004,33	\$ 1.075,92	\$ 2.032,78	\$ 2.266,49	\$ 3.841,77	\$ 888,78	\$ 1.475,03	\$ 3.744,21	\$ 1.016,49	\$ 995,53	\$ 1.132,01	\$ 3.775,59	\$ 3.749,07	\$ 904,71	\$ 1.006,79	\$ 3.784,58	\$ 3.742,40	\$ 1.639,85	\$ 2.804,99	\$ 946,50	\$ 888,73	\$ 875,69	\$ 914,61	\$ 857,82	\$ 810,01	\$ 787,34	\$ 845,59	\$ 987,43	\$ 54.516,18
HORA6	\$ 3.727,89	\$ 989,57	\$ 960,03	\$ 2.665,77	\$ 3.422,24	\$ 3.789,79	\$ 3.788,52	\$ 3.893,19	\$ 973,66	\$ 3.792,40	\$ 3.783,99	\$ 2.838,13	\$ 2.703,23	\$ 3.549,81	\$ 3.786,25	\$ 3.697,25	\$ 2.698,16	\$ 3.063,39	\$ 3.776,13	\$ 3.782,43	\$ 2.898,24	\$ 3.751,97	\$ 855,29	\$ 935,16	\$ 918,77	\$ 913,68	\$ 859,35	\$ 804,23	\$ 811,39	\$ 837,31	\$ 986,81	\$ 75.810,77
HORA7	\$ 3.733,57	\$ 988,73	\$ 960,37	\$ 3.780,31	\$ 3.807,39	\$ 3.785,72	\$ 3.848,68	\$ 1.974,68	\$ 995,32	\$ 3.802,17	\$ 3.786,54	\$ 3.753,24	\$ 3.757,49	\$ 3.719,10	\$ 2.159,77	\$ 3.694,92	\$ 3.783,19	\$ 3.813,77	\$ 3.784,14	\$ 3.784,28	\$ 3.781,09	\$ 3.769,81	\$ 928,75	\$ 957,87	\$ 892,21	\$ 916,33	\$ 857,53	\$ 812,70	\$ 807,67	\$ 818,67	\$ 980,02	\$ 78.173,79
HORA8	\$ 3.745,13	\$ 1.002,70	\$ 985,39	\$ 3.788,52	\$ 3.805,28	\$ 3.794,94	\$ 3.843,60	\$ 1.627,14	\$ 908,54	\$ 3.790,99	\$ 3.790,76	\$ 3.768,85	\$ 3.763,99	\$ 3.786,29	\$ 988,28	\$ 3.718,40	\$ 3.797,34	\$ 3.803,57	\$ 3.786,79	\$ 3.781,03	\$ 3.782,17	\$ 3.790,58	\$ 992,24	\$ 989,88	\$ 930,63	\$ 929,94	\$ 873,79	\$ 842,95	\$ 891,27	\$ 825,72	\$ 994,91	\$ 77.891,45
HORA9	\$ 3.718,23	\$ 998,74	\$ 953,69	\$ 3.719,11	\$ 3.779,57	\$ 3.818,48	\$ 3.818,97	\$ 3.727,10	\$ 925,41	\$ 3.788,55	\$ 3.741,27	\$ 3.778,52	\$ 3.770,34	\$ 3.738,59	\$ 923,04	\$ 3.668,80	\$ 3.736,31	\$ 3.733,55	\$ 3.738,11	\$ 3.739,20	\$ 3.781,78	\$ 3.730,28	\$ 949,27	\$ 1.337,79	\$ 922,39	\$ 922,56	\$ 874,93	\$ 845,92	\$ 845,39	\$ 821,90	\$ 867,34	\$ 79.782,63
HORA10	\$ 3.712,06	\$ 1.029,69	\$ 960,89	\$ 3.714,49	\$ 3.735,50	\$ 3.754,39	\$ 3.788,51	\$ 3.727,77	\$ 929,36	\$ 3.782,54	\$ 3.751,15	\$ 3.760,73	\$ 3.777,91	\$ 3.716,62	\$ 888,72	\$ 3.665,42	\$ 3.730,03	\$ 3.694,38	\$ 3.716,94	\$ 3.740,38	\$ 3.766,17	\$ 3.710,30	\$ 941,12	\$ 3.218,63	\$ 923,69	\$ 940,99	\$ 908,41	\$ 850,73	\$ 860,29	\$ 940,79	\$ 926,88	\$ 81.498,15
HORA11	\$ 3.703,68	\$ 1.033,72	\$ 981,61	\$ 3.709,52	\$ 3.741,84	\$ 3.743,68	\$ 3.802,09	\$ 3.716,19	\$ 919,43	\$ 3.770,70	\$ 3.783,99	\$ 3.767,77	\$ 3.758,65	\$ 3.689,59	\$ 916,30	\$ 3.661,29	\$ 3.719,88	\$ 3.719,01	\$ 3.715,79	\$ 3.745,78	\$ 3.759,37	\$ 3.694,46	\$ 938,69	\$ 3.617,45	\$ 939,33	\$ 941,85	\$ 919,27	\$ 887,70	\$ 871,39	\$ 845,15	\$ 820,73	\$ 81.793,80
HORA12	\$ 3.704,62	\$ 995,82	\$ 940,14	\$ 3.704,94	\$ 3.739,17	\$ 3.739,65	\$ 3.809,82	\$ 3.697,42	\$ 3.009,29	\$ 3.758,18	\$ 3.750,83	\$ 3.753,57	\$ 3.732,21	\$ 3.693,59	\$ 977,20	\$ 3.651,51	\$ 3.719,88	\$ 3.706,36	\$ 3.705,98	\$ 3.782,25	\$ 3.751,33	\$ 3.691,60	\$ 934,52	\$ 3.618,37	\$ 907,35	\$ 1.493,68	\$ 918,00	\$ 863,07	\$ 864,58	\$ 844,08	\$ 810,32	\$ 84.208,42
HORA13	\$ 3.692,51	\$ 972,48	\$ 1.614,24	\$ 3.679,82	\$ 3.715,35	\$ 3.738,19	\$ 3.780,61	\$ 3.683,47	\$ 3.764,25	\$ 3.739,55	\$ 3.733,89	\$ 3.747,17	\$ 3.711,68	\$ 3.700,89	\$ 1.343,04	\$ 3.622,77	\$ 3.699,15	\$ 3.694,99	\$ 3.694,03	\$ 3.729,44	\$ 3.746,55	\$ 3.670,39	\$ 927,93	\$ 2.772,63	\$ 891,39	\$ 2.073,68	\$ 888,57	\$ 855,88	\$ 851,11	\$ 863,06	\$ 852,51	\$ 85.451,42
HORA14	\$ 3.687,21	\$ 984,45	\$ 2.684,53	\$ 3.694,92	\$ 3.699,22	\$ 3.723,86	\$ 3.787,58	\$ 3.692,04	\$ 3.763,51	\$ 3.724,30	\$ 3.713,09	\$ 3.737,75	\$ 3.695,22	\$ 3.707,81	\$ 3.656,93	\$ 3.618,37	\$ 3.698,88	\$ 3.698,32	\$ 3.674,17	\$ 3.729,18	\$ 3.738,36	\$ 3.658,85	\$ 925,07	\$ 955,52	\$ 874,08	\$ 1.165,99	\$ 888,59	\$ 852,72	\$ 839,16	\$ 856,59	\$ 812,82	\$ 85.948,71
HORA15	\$ 3.680,58	\$ 944,86	\$ 1.128,42	\$ 3.686,78	\$ 3.732,11	\$ 3.741,79	\$ 3.799,88	\$ 3.728,81	\$ 3.753,69	\$ 3.695,83	\$ 3.744,79	\$ 3.726,64	\$ 3.680,36	\$ 3.713,04	\$ 3.671,67	\$ 3.646,88	\$ 3.709,25	\$ 3.704,31	\$ 3.692,59	\$ 3.741,68	\$ 3.757,22	\$ 3.674,78	\$ 937,52	\$ 981,47	\$ 892,02	\$ 917,68	\$ 895,57	\$ 854,98	\$ 867,25	\$ 902,24	\$ 84.388,72	
HORA16	\$ 3.689,99	\$ 942,12	\$ 1.010,92	\$ 3.701,57	\$ 3.739,31	\$ 3.756,03	\$ 3.806,55	\$ 3.739,59	\$ 3.758,78	\$ 3.688,47	\$ 3.719,57	\$ 3.737,00	\$ 3.698,72	\$ 3.714,23	\$ 3.696,92	\$ 3.627,99	\$ 3.714,57	\$ 3.708,32	\$ 3.714,25	\$ 3.739,65	\$ 3.784,20	\$ 3.689,71	\$ 929,33	\$ 951,22	\$ 880,84	\$ 918,25	\$ 894,34	\$ 847,76	\$ 1.385,63	\$ 911,93	\$ 865,29	\$ 84.913,42
HORA17	\$ 3.643,09	\$ 927,33	\$ 971,59	\$ 3.671,61	\$ 3.688,66	\$ 3.723,99	\$ 3.774,91	\$ 3.695,43	\$ 3.677,19	\$ 3.642,17	\$ 3.694,71	\$ 3.709,29	\$ 3.724,28	\$ 3.624,10	\$ 3.590,64	\$ 3.572,35	\$ 3.654,10	\$ 3.673,44	\$ 3.695,35	\$ 3.712,01	\$ 3.746,78	\$ 3.598,42	\$ 900,91	\$ 934,63	\$ 892,99	\$ 916,35	\$ 865,37	\$ 853,66	\$ 1.999,42	\$ 888,74	\$ 891,42	\$ 84.421,02
HORA18	\$ 3.638,77	\$ 889,23	\$ 989,61	\$ 3.631,49	\$ 3.667,30	\$ 3.694,31	\$ 3.765,65	\$ 3.688,21	\$ 3.698,39	\$ 3.650,29	\$ 3.679,52	\$ 3.701,41	\$ 3.707,28	\$ 3.642,19	\$ 3.598,39	\$ 3.590,19	\$ 3.623,79	\$ 3.643,10	\$ 3.659,95	\$ 3.693,11	\$ 3.698,99	\$ 3.541,06	\$ 901,09	\$ 1.024,99	\$ 873,89	\$ 910,50	\$ 889,49	\$ 850,50	\$ 883,35	\$ 892,68	\$ 865,65	\$ 83.192,93
HORA19	\$ 3.693,20	\$ 949,50	\$ 2.892,36	\$ 3.623,76	\$ 3.737,87	\$ 3.697,49	\$ 3.766,00	\$ 3.709,29	\$ 3.797,67	\$ 3.676,83	\$ 3.719,30	\$ 3.754,05	\$ 3.768,00	\$ 3.732,36	\$ 3.646,54	\$ 3.646,02	\$ 3.688,65	\$ 3.648,97	\$ 3.708,41	\$ 3.715,77	\$ 3.716,26	\$ 3.694,70	\$ 920,24	\$ 999,88	\$ 911,38	\$ 2.539,28	\$ 1.771,39	\$ 2.700,21	\$ 2.599,43	\$ 932,40	\$ 889,78	\$ 92.117,79
HORA20	\$ 3.710,57	\$ 930,39	\$ 3.644,34	\$ 3.649,02	\$ 3.776,05	\$ 3.714,73	\$ 3.752,40	\$ 3.716,09	\$ 3.802,55	\$ 3.725,89	\$ 3.709,79	\$ 3.784,28	\$ 3.762,73	\$ 3.751,92	\$ 3.670,59	\$ 3.659,64	\$ 3.699,34	\$ 3.660,54	\$ 3.705,59	\$ 3.739,78	\$ 3.751,30	\$ 3.692,49	\$ 944,34	\$ 1.017,52	\$ 935,79	\$ 3.639,55	\$ 3.609,25	\$ 3.639,32	\$ 3.229,90	\$ 960,84	\$ 897,78	\$ 97.963,30
HORA21	\$ 3.721,21	\$ 933,51	\$ 3.665,39	\$ 3.663,24	\$ 3.816,66	\$ 3.791,04	\$ 3.794,12	\$ 3.719,50	\$ 3.810,23	\$ 3.774,05	\$ 3.744,63	\$ 3.794,51	\$ 3.759,99	\$ 3.778,57	\$ 3.679,93	\$ 3.699,45	\$ 3.718,87	\$ 3.697,55	\$ 3.736,83	\$ 3.779,87	\$ 3.778,41	\$ 3.692,30	\$ 940,73	\$ 1.027,17	\$ 940,01	\$ 3.525,39	\$ 3.129,57	\$ 1.915,52	\$ 939,41	\$ 952,48	\$ 898,02	\$ 93.645,53
HORA22	\$ 3.693,96	\$ 923,80	\$ 3.623,47	\$ 3.645,77	\$ 3.726,84	\$ 3.711,80	\$ 3.778,97	\$ 3.737,77	\$ 3.804,28	\$ 3.765,23	\$ 3.727,22	\$ 3.754,83	\$ 3.715,71	\$ 3.688,47	\$ 3.612,75	\$ 3.655,09	\$ 3.699,59	\$ 3.664,99	\$ 3.712,35	\$ 3.740,69	\$ 3.799,61	\$ 3.654,55	\$ 940,05	\$ 1.006,38	\$ 916,49	\$ 1.189,78	\$ 834,05	\$ 939,18	\$ 891,72	\$ 880,13	\$ 889,29	\$ 87.373,31
HORA23	\$ 3.713,63	\$ 917,81	\$ 1.373,41	\$ 3.719,28	\$ 3.770,40	\$ 3.813,51	\$ 3.765,07	\$ 3.761,69	\$ 3.755,67	\$ 3.746,45	\$ 3.769,73	\$ 3.768,13	\$ 3.759,61	\$ 3.692,35	\$ 3.691,80	\$ 3.732,51	\$ 3.725,59	\$ 3.782,39	\$ 3.780,53	\$ 3.654,62	\$ 942,63	\$ 1.007,23	\$ 904,10	\$ 900,93	\$ 866,30	\$ 955,83	\$ 900,17	\$ 959,25	\$ 900,22	\$ 85.438,32		
HORA24	\$ 3.728,60	\$ 917,38	\$ 957,04	\$ 3.755,64	\$ 3.802,72	\$ 3.757,35	\$ 3.840,62	\$ 3.796,95	\$ 3.774,15	\$ 3.787,42	\$ 3.746,35	\$ 3.759,04	\$ 3.794,12	\$ 3.780,19	\$ 3.789,02	\$ 3.698,31	\$ 3.788,79	\$ 3.754,77	\$ 3.775,92	\$ 3.794,00	\$ 3.792,17	\$ 3.716,22	\$ 951,01	\$ 1.047,25	\$ 905,59	\$ 939,53	\$ 845,39	\$ 911,49	\$ 875,13	\$ 953,55	\$ 894,81	\$ 85.625,93
TOTAL	\$ 88.994,01	\$ 24.070,85	\$ 35.373,36	\$ 75.709,21	\$ 81.702,13	\$ 83.730,59	\$ 87.225,68	\$ 86.148,94	\$ 88.146,83	\$ 78.548,50	\$ 89.629,99	\$ 81.996,50	\$ 78.959,60	\$ 82.441,75	\$ 71.000,79	\$ 87.998,21	\$ 77.566,47	\$ 82.598,34	\$ 89.481,08	\$ 89.891,07	\$ 82.809,08	\$ 87.692,41	\$ 23.708,33	\$ 32.791,64	\$ 21.548,22	\$ 31.141,40	\$ 26.193,40	\$ 26.203,71	\$ 21.090,78	\$ 22.837,39	\$ 1.943.175,24	

CUADRO No. A14
VENTA MENSUAL DE ENERGÍA EN EL MERCADO DE CONTRATOS

DICIEMBRE	TV2	
	MWh	(USD)
Ambato	1.006,88	\$ 60.412,82
Azogues	-	\$ -
Bolívar	117,35	\$ 7.041,07
Cotopaxi	694,79	\$ 41.687,49
El Oro	1.511,91	\$ 90.714,72
CATEG	9.162,90	\$ 549.774,30
EMELGUR	2.522,94	\$ 151.376,54
Esmeraldas	1.014,64	\$ 60.878,17
Los Ríos	760,96	\$ 45.657,68
Milagro	1.076,03	\$ 64.562,01
Península Sta. Elena	872,62	\$ 52.357,24
Quito	6.518,82	\$ 391.129,45
Regional Centro Sur	1.604,53	\$ 96.271,55
Regional Manabí	2.970,05	\$ 178.203,19
EMELNORTE Regional Norte	808,64	\$ 48.518,38
Regional Sur	558,57	\$ 33.514,20
Riobamba	294,00	\$ 17.640,29
Santo Domingo	890,60	\$ 53.436,16
	32.386,25	\$ 1.943.175,24

**CUADRO No. A15
ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL (MWh)**

TV2 (MWh)	DIA1	DIA2	DIA3	DIA4	DIA5	DIA6	DIA7	DIA8	DIA9	DIA10	DIA11	DIA12	DIA13	DIA14	DIA15	DIA16	DIA17	DIA18	DIA19	DIA20	DIA21	DIA22	DIA23	DIA24	DIA25	DIA26	DIA27	DIA28	DIA29	DIA30	DIA31	TOTAL
HORA1	1,36	0,74	0,47	1,01	0,81	0,89	0,92	0,77	0,66	0,75	0,97	0,61	0,63	0,97	0,85	3,03	1,18	1,03	1,22	1,08	0,80	1,12	0,73	0,39	0,95	2,22	2,01	1,71	2,82	1,87	0,60	35,18
HORA 2	1,46	0,51	0,47	0,57	0,99	0,97	0,80	0,73	0,74	0,26	0,96	0,86	0,26	0,96	0,90	3,32	0,56	0,96	1,05	1,08	0,99	1,16	0,30	1,61	0,86	2,00	2,20	1,98	3,46	1,98	0,55	35,47
HORA 3	1,48	0,44	0,52	0,45	0,32	0,58	0,62	0,74	0,69	0,24	0,90	0,47	0,16	0,58	0,92	2,32	0,30	0,67	0,99	1,15	0,45	1,10	0,28	2,04	0,91	2,07	2,28	2,05	3,66	2,08	0,56	32,02
HORA4	1,50	0,43	0,53	0,47	0,25	0,27	0,46	0,70	0,39	0,23	0,94	0,17	0,15	0,24	0,89	1,05	0,31	0,42	0,96	1,18	0,43	1,07	0,27	2,17	0,99	2,13	2,35	2,16	3,77	2,13	0,53	29,57
HORA5	1,48	0,40	0,50	0,44	0,24	0,54	0,46	0,65	0,17	0,28	0,88	0,16	0,15	0,26	0,82	1,80	0,26	0,23	0,99	1,11	0,76	0,61	0,27	1,98	0,99	2,11	2,25	2,13	3,79	2,14	0,49	29,36
HORA6	1,47	0,35	0,36	0,93	0,54	0,80	0,49	0,52	0,15	0,47	0,57	0,34	0,40	1,33	0,75	2,52	0,55	0,58	0,82	0,82	0,45	0,27	1,49	0,60	0,98	2,02	2,28	2,16	3,45	2,13	0,42	31,02
HORA7	1,47	0,55	0,29	1,18	0,66	0,53	0,47	0,30	0,13	0,46	0,56	0,43	0,59	1,50	0,38	3,38	0,73	0,62	0,79	0,77	0,54	0,06	0,52	0,24	1,34	1,91	2,28	2,08	3,48	2,41	0,47	31,12
HORA8	1,37	0,81	0,32	1,16	0,63	0,55	0,53	0,17	0,10	0,51	0,62	0,47	0,57	0,81	0,21	2,56	0,86	0,77	0,74	0,63	0,53	0,14	0,26	0,21	1,17	1,80	2,06	1,80	2,38	2,45	0,43	27,61
HORA9	1,87	0,95	0,49	1,60	0,94	0,80	0,85	1,04	0,28	0,55	0,77	0,45	0,53	0,95	0,37	3,34	1,73	1,83	1,28	1,17	0,48	1,14	0,37	0,69	1,26	1,65	1,88	1,47	2,14	2,52	0,85	36,27
HORA10	1,95	0,87	0,48	1,61	1,69	0,97	1,03	1,05	0,25	0,77	0,85	0,43	0,52	1,12	0,33	3,34	1,73	2,53	1,48	1,16	0,68	1,36	0,39	1,66	1,01	1,30	1,27	1,18	1,77	2,31	1,55	38,62
HORA11	1,93	0,67	0,48	1,60	1,76	1,02	0,99	1,08	0,25	0,82	0,92	0,42	0,73	1,16	0,38	3,36	1,78	1,60	1,49	1,19	0,77	1,62	0,49	2,04	0,98	1,15	1,18	0,92	1,59	2,18	1,38	37,95
HORA12	1,86	0,64	0,50	1,60	1,76	1,02	0,90	1,17	0,84	0,85	0,86	0,44	0,83	1,16	0,47	3,53	1,74	1,58	1,53	1,07	0,84	1,50	0,50	1,79	1,24	1,70	1,04	1,13	1,52	2,14	1,40	39,17
HORA13	2,02	0,65	0,82	1,84	2,11	1,06	1,00	1,46	1,02	0,87	0,94	0,46	0,95	1,34	0,73	4,00	2,01	1,81	1,75	1,29	0,89	1,77	0,49	1,59	1,48	2,55	1,09	1,26	1,66	1,77	0,76	43,42
HORA14	2,06	0,64	1,39	1,96	2,15	1,14	1,09	1,50	0,97	0,90	1,02	0,57	1,01	1,54	2,11	4,07	2,05	1,87	1,94	1,43	1,03	1,93	0,46	0,57	1,50	1,58	1,09	1,34	1,75	1,71	1,61	46,01
HORA15	2,06	0,98	0,62	1,83	1,61	1,13	0,97	1,47	1,23	1,53	0,90	0,58	0,96	1,23	1,96	3,36	1,84	1,57	1,66	1,19	0,75	1,66	0,39	0,55	1,20	0,72	0,94	1,21	1,74	0,77	0,93	39,53
HORA16	2,10	1,02	0,56	1,55	1,32	0,91	0,79	1,43	1,22	1,58	1,06	0,52	0,85	0,97	1,68	3,35	1,75	1,51	1,32	1,05	0,61	1,27	0,47	0,83	1,59	0,71	0,93	1,20	2,72	0,69	1,58	39,12
HORA17	2,48	1,36	0,94	2,89	2,31	1,40	1,23	2,11	2,56	2,47	1,61	1,22	0,82	2,42	3,41	4,23	2,66	2,06	2,10	1,83	1,08	3,16	1,04	1,12	1,83	0,88	1,06	1,24	4,58	1,11	1,13	60,31
HORA18	2,56	1,23	1,05	2,80	2,92	2,03	1,43	1,88	2,16	2,64	2,06	1,80	1,94	2,61	3,70	4,13	3,17	2,56	2,15	2,07	2,03	3,87	1,11	1,17	1,66	1,15	1,13	1,42	2,15	1,11	1,25	64,95
HORA19	1,91	0,86	2,45	2,77	1,78	2,09	2,04	1,54	0,52	2,08	1,40	0,97	1,07	1,59	3,05	3,01	2,49	2,37	1,46	1,66	1,67	2,37	0,69	0,98	1,40	2,39	1,62	2,96	3,49	0,85	1,00	56,54
HORA20	1,78	0,68	2,42	2,46	1,16	1,69	1,85	1,57	0,67	1,50	1,42	0,74	0,84	1,39	2,81	2,78	2,10	2,26	1,48	1,42	1,15	1,98	0,44	0,80	1,23	2,97	2,80	3,21	3,20	0,70	0,86	52,38
HORA21	1,68	0,63	2,19	2,19	0,54	1,41	1,30	1,49	0,60	1,10	1,30	0,42	1,18	1,08	2,79	2,73	1,82	1,81	1,11	0,71	0,73	1,89	0,46	0,72	1,24	2,67	2,34	1,61	0,89	0,81	0,86	42,27
HORA22	2,26	0,79	2,80	2,47	2,07	1,67	1,25	1,42	0,50	0,88	1,62	1,13	2,09	2,37	3,70	2,92	2,20	2,41	1,59	1,36	0,95	2,00	0,53	1,04	1,63	1,40	0,96	1,14	1,09	0,75	1,10	50,07
HORA23	1,69	0,78	0,74	1,47	1,36	1,56	0,82	1,09	1,14	1,28	1,22	1,06	1,39	1,46	2,79	2,29	1,36	1,34	1,43	0,99	0,80	2,06	0,31	0,88	1,70	1,27	1,07	0,99	1,14	0,76	0,88	39,14
HORA24	1,62	0,98	0,44	1,07	0,89	0,98	0,41	0,71	1,00	0,72	0,91	0,71	0,96	1,18	1,43	2,54	1,05	1,08	0,74	0,59	0,53	1,16	0,28	0,32	1,93	1,70	1,49	1,67	1,39	0,84	1,11	32,43
TOTAL	43,44	17,98	21,82	37,92	30,83	26,01	22,72	26,58	18,24	23,74	25,26	15,43	19,58	30,20	37,43	72,96	36,24	35,48	32,10	27,99	19,94	36,26	12,54	25,97	31,06	42,06	39,59	40,04	59,60	38,21	22,32	969,52

CUADRO No. A16
VENTAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL (USD)

DIA 3	NETA (MWh)	CONTRATOS (MWh)	M.O (MWh)	PEBM (USD/MWh)	FN	M.O (USD)	CALIFICACIÓN
HORA1	16,29	15,82	0,47	51,01	1,00	24,17	2
HORA 2	16,33	15,87	0,47	50,95	1,01	24,00	2
HORA 3	16,43	15,90	0,52	51,07	1,01	26,92	2
HORA4	16,43	15,89	0,53	51,09	1,01	27,44	2
HORA5	16,42	15,93	0,50	50,72	1,01	25,27	2
HORA6	16,36	16,00	0,36	56,24	1,00	20,01	1
HORA7	16,31	16,02	0,29	56,18	1,00	16,24	1
HORA8	16,41	16,09	0,32	56,01	1,00	18,03	1
HORA9	16,38	15,89	0,49	55,81	1,00	27,20	1
HORA10	16,33	15,85	0,48	55,72	1,01	27,08	1
HORA11	16,34	15,86	0,48	55,64	1,01	26,86	1
HORA12	16,16	15,67	0,50	55,71	1,01	27,90	1
HORA13	27,72	26,90	0,82	55,88	1,01	45,84	1
HORA14	45,80	44,41	1,39	55,83	1,00	77,97	1
HORA15	19,43	18,81	0,62	55,60	1,01	34,95	1
HORA16	17,41	16,85	0,56	55,61	1,01	31,69	1
HORA17	17,13	16,19	0,94	55,64	1,01	52,78	1
HORA18	17,54	16,49	1,05	55,65	1,01	58,84	1
HORA19	50,49	48,04	2,45	57,67	1,01	142,17	1
HORA20	63,17	60,74	2,42	57,78	1,01	140,99	1
HORA21	63,28	61,09	2,19	57,81	1,00	126,73	1
HORA22	63,19	60,39	2,80	55,93	1,00	156,57	1
HORA23	23,63	22,89	0,74	55,90	1,00	41,43	1
HORA24	16,39	15,95	0,44	56,00	1,00	24,52	1
TOTAL	621,37	599,56	21,82	1.321,47	24,12	1.225,56	

CUADRO No. A17
VENTA MENSUAL DE ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL (SPOT)

MENSUAL	Venta Spot TV2 (MWh)	Venta Spot TV2 (USD)
DIA1	43,44	\$ 3.227,17
DIA2	17,98	\$ 1.007,47
DIA3	21,82	\$ 1.225,56
DIA4	37,92	\$ 2.360,71
DIA5	30,83	\$ 2.368,29
DIA6	26,01	\$ 1.844,48
DIA7	22,72	\$ 1.633,79
DIA8	26,58	\$ 1.604,40
DIA9	18,24	\$ 776,08
DIA10	23,74	\$ 1.810,92
DIA11	25,26	\$ 1.905,72
DIA12	15,43	\$ 1.213,98
DIA13	19,58	\$ 1.525,41
DIA14	30,20	\$ 2.177,88
DIA15	37,43	\$ 2.250,62
DIA16	72,96	\$ 4.427,51
DIA17	36,24	\$ 2.252,22
DIA18	35,48	\$ 2.164,18
DIA19	32,10	\$ 2.114,53
DIA20	27,99	\$ 2.025,27
DIA21	19,94	\$ 1.525,23
DIA22	36,26	\$ 2.362,85
DIA23	12,54	\$ 647,22
DIA24	25,97	\$ 1.385,26
DIA25	31,06	\$ 994,30
DIA26	42,06	\$ 1.038,29
DIA27	39,59	\$ 535,33
DIA28	40,04	\$ 1.170,30
DIA29	59,60	\$ 994,06
DIA30	38,21	\$ 428,80
DIA31	22,32	\$ 977,13
TOTAL	969,52	\$ 51.974,97

CUADRO No. A18
POTENCIA MÁXIMA Y POTENCIA MÍNIMA

PMAX ,PMIN	hora 1	hora 2	hora 3	hora 4	hora 5	hora 6	hora 7	hora 8	hora 9	hora 10	hora 11	hora 12	hora 13	hora 14	hora 15	hora 16	hora 17	hora 18	hora 19	hora 20	hora 21	hora 22	hora 23	hora 24
DIA1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA2	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM
DIA3	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	0	0	PM	PM	PM	PM	0	0	0	0	PM	PM
DIA4	0	PM	PM	PM	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA5	0	0	PM	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA6	0	0	0	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA8	0	0	0	0	0	0	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA9	0	0	0	0	PM	PM	PM	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA10	0	PM	PM	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA12	0	0	0	PM	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA13	0	PM	PM	PM	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA14	0	0	0	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA15	0	0	0	0	0	0	0	PM	PM	PM	PM	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA17	0	PM	PM	PM	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIA23	0	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM
DIA24	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	0	0	0	0	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM
DIA25	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM
DIA26	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	0	0	PM	PM	PM	PM	PM	PM	0	0	0	PM	PM
DIA27	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	0	0	0	PM	PM
DIA28	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	0	0	PM	PM	PM
DIA29	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	0	0	PM	0	0	PM	PM	PM	PM
DIA30	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM
DIA31	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM	PM

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. A19
CALIFICACIÓN DE UNIDADES**

CALIFICACION	hora 1	hora 2	hora 3	hora 4	hora 5	hora 6	hora 7	hora 8	hora 9	hora 10	hora 11	hora 12	hora 13	hora 14	hora 15	hora 16	hora 17	hora 18	hora 19	hora 20	hora 21	hora 22	hora 23	hora 24	
DIA1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
DIA2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DIA3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
DIA4	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA5	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA6	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA8	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA9	1	1	1	2	2	2	2	2	5	5	124	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA10	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA12	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA13	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA14	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA15	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA17	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA18	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DIA23	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DIA24	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DIA25	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DIA26	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2
DIA27	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2
DIA28	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2
DIA29	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2
DIA30	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DIA31	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. A21
INGRESO POR GENERACIÓN OBLIGADA (USD)**

G.O (USD)	hora 1	hora 2	hora 3	hora 4	hora 5	hora 6	hora 7	hora 8	hora 9	hora 10	hora 11	hora 12	hora 13	hora 14	hora 15	hora 16	hora 17	hora 18	hora 19	hora 20	hora 21	hora 22	hora 23	hora 24	TOTAL	
DIA1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA2	238,66	210,12	206,48	207,27	207,45	206,65	204,14	207,40	208,28	216,77	214,29	208,61	207,62	206,91	207,39	205,47	206,02	203,16	203,01	202,91	204,15	204,09	203,76	206,31	4.996,94	
DIA3	284,97	284,80	281,58	281,14	288,39	201,60	206,80	207,93	209,03	211,92	214,05	217,23	245,59	261,41	215,06	222,30	221,19	217,67	-	-	-	319,72	208,91	210,59	5.011,87	
DIA4	-	214,61	213,84	214,94	214,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	857,87
DIA5	-	-	216,53	214,69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	431,22
DIA6	-	-	201,63	221,51	275,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	698,30
DIA7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA8	-	-	-	-	-	-	253,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	253,22
DIA9	-	-	-	192,31	212,15	272,66	276,71	199,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.153,18
DIA10	241,48	211,56	280,05	279,94	244,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.257,62
DIA11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA12	-	-	196,05	209,81	214,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	620,21
DIA13	-	220,71	279,36	275,43	209,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	984,78
DIA14	-	-	197,82	209,41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	407,23
DIA15	-	-	-	-	-	-	187,25	274,28	284,94	198,57	264,45	271,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.480,93
DIA16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA17	-	334,15	293,24	293,62	263,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.184,22
DIA18	-	-	-	309,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	309,52
DIA19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA23	388,07	287,12	293,04	293,79	296,86	288,42	280,45	284,18	269,82	267,64	266,88	265,39	268,21	264,70	267,47	267,34	266,36	314,79	260,06	261,26	261,25	264,23	259,87	266,71	6.703,92	
DIA24	282,25	265,81	294,99	307,82	273,12	289,50	282,89	203,98	-	-	-	-	516,47	292,25	293,23	324,29	322,96	333,90	206,19	213,05	297,29	335,49	350,16	318,52	6.004,17	
DIA25	314,91	314,50	293,78	294,11	302,78	288,48	279,68	282,33	290,26	290,72	297,57	430,87	429,18	420,93	1.064,63	1.064,28	1.082,08	1.081,78	442,02	448,79	447,50	622,05	1.118,84	1.132,58	13.034,66	
DIA26	1.131,64	1.135,33	1.135,42	1.140,27	1.149,46	1.142,59	1.137,34	1.142,77	441,06	438,90	403,27	-	-	486,31	1.081,63	1.082,85	1.087,56	1.097,20	-	-	707,60	403,86	438,58	1.105,50	17.889,13	
DIA27	1.100,58	1.106,17	1.106,77	1.107,69	1.102,03	1.102,96	1.102,52	1.103,88	1.105,69	1.107,76	1.107,41	1.099,44	1.074,15	1.072,45	1.062,86	1.060,99	1.049,13	578,72	-	-	605,32	349,43	1.045,37	1.049,25	22.200,60	
DIA28	1.038,94	1.048,76	1.044,52	1.050,70	1.050,23	1.044,95	1.047,50	572,32	419,19	385,73	331,09	424,77	422,65	422,23	433,59	391,04	400,46	408,05	-	-	407,27	324,83	596,54	1.119,78	14.385,13	
DIA29	1.133,23	1.125,66	1.133,89	1.133,72	1.135,92	1.126,23	1.135,64	1.141,66	1.085,92	449,96	442,93	442,36	562,12	560,23	584,09	1.643,49	2.246,90	1.133,40	-	246,39	201,37	356,19	436,96	1.072,05	20.530,30	
DIA30	1.079,01	1.074,89	1.075,13	1.079,15	1.085,18	1.074,86	1.072,98	1.082,46	1.083,00	1.091,23	1.086,41	1.082,52	1.080,54	1.068,91	394,55	394,92	404,80	408,90	419,80	430,60	434,78	425,27	415,94	413,76	19.259,61	
DIA31	415,24	416,44	416,83	418,57	420,61	420,68	418,99	425,80	429,68	441,03	402,24	402,93	390,60	435,27	410,34	422,64	405,51	415,10	304,82	312,98	383,27	353,00	403,91	434,84	9.701,34	
TOTAL																										\$ 149.355,95

**CUADRO No. A22
INGRESO POR GENERACIÓN FORZADA (USD)**

G.F (USD)	hora 1	hora 2	hora 3	hora 4	hora 5	hora 6	hora 7	hora 8	hora 9	hora 10	hora 11	hora 12	hora 13	hora 14	hora 15	hora 16	hora 17	hora 18	hora 19	hora 20	hora 21	hora 22	hora 23	hora 24	TOTAL
DIA1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	568,12	751,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIA31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL																								1.319,50	

**CUADRO No. A23
ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL
LIQUIDACION VERSION 2**

TI2 (MWh)	HORA1	HORA 2	HORA 3	HORA4	HORA5	HORA6	HORA7	HORA8	HORA9	HORA10	HORA11	HORA12	HORA13	HORA14	HORA15	HORA16	HORA17	HORA18	HORA19	HORA20	HORA21	HORA22	HORA23	HORA24	TOTAL
DIA1	1.367,49	1.470,91	1.484,21	1.512,56	1.494,65	1.487,35	1.486,46	1.383,00	1.936,18	2.000,05	1.972,37	1.898,19	2.063,73	2.103,21	2.101,13	2.140,02	2.538,14	2.582,15	1.927,82	1.797,85	1.695,88	2.272,26	1.704,03	1.624,66	44.054,29
DIA2	742,26	514,72	437,78	428,65	403,96	346,97	553,78	802,93	950,06	875,51	670,43	642,15	655,28	645,25	976,03	1.015,29	1.354,68	1.234,96	922,20	955,37	854,52	794,77	791,98	985,58	18.555,09
DIA3	475,35	470,95	526,22	536,48	497,91	357,97	292,80	325,00	489,95	486,20	482,02	489,03	822,11	1.398,03	631,01	567,35	946,38	1.055,92	2.457,39	2.438,51	2.200,13	2.811,97	746,54	440,04	21.956,25
DIA4	1.016,72	573,09	449,71	472,92	443,99	932,45	1.184,55	1.165,13	1.610,83	1.621,25	1.615,97	1.613,67	1.856,77	1.976,01	1.839,10	1.557,29	2.909,13	2.812,84	2.786,26	2.474,02	2.206,42	2.484,01	1.482,83	1.081,85	38.166,82
DIA5	815,76	996,42	324,55	251,06	237,46	547,58	666,38	634,41	948,04	1.688,65	1.775,36	1.771,75	2.125,37	2.161,77	1.618,13	1.331,70	2.331,03	2.936,26	1.790,19	1.172,47	543,16	2.084,60	1.370,40	889,49	31.020,98
DIA6	895,15	976,03	578,66	268,33	545,10	806,99	506,77	557,49	829,85	972,78	1.022,90	1.028,60	1.064,94	1.162,85	1.148,47	920,37	1.415,61	2.058,11	2.141,75	1.697,62	1.401,61	1.659,57	1.557,31	981,23	26.197,99
DIA7	921,11	800,00	627,47	466,33	463,40	488,61	472,48	535,07	865,04	1.038,26	992,96	901,23	1.010,88	1.103,80	984,25	799,75	1.242,19	1.443,40	2.066,23	1.869,47	1.304,89	1.257,58	828,13	416,79	22.869,33
DIA8	773,20	735,31	747,22	700,39	652,34	521,83	297,22	170,14	1.052,47	1.055,55	1.093,11	1.188,82	1.475,59	1.514,42	1.485,49	1.440,33	2.123,83	1.891,88	1.557,62	1.579,04	1.499,77	1.434,40	1.094,65	713,17	26.797,79
DIA9	666,89	744,69	695,18	393,44	175,04	154,17	128,06	103,03	279,03	247,13	254,57	848,01	1.025,70	974,13	1.237,36	1.282,99	521,32	677,74	606,25	502,76	1.145,16	1.008,87	1.145,16	1.008,87	18.375,73
DIA10	752,26	260,64	240,20	234,19	284,09	474,60	459,43	507,88	554,80	773,58	822,89	851,67	879,84	902,35	1.544,27	1.594,93	2.481,79	2.661,47	2.089,64	1.507,87	1.110,10	887,54	1.289,31	728,10	23.893,41
DIA11	989,78	977,84	917,17	957,75	893,79	576,68	559,24	627,89	789,04	864,96	936,47	873,06	963,66	1.047,66	918,83	1.081,17	1.634,67	2.085,66	1.427,34	1.448,18	1.323,30	1.648,44	1.228,42	920,80	25.892,81
DIA12	623,60	875,98	481,40	487,24	161,73	343,53	434,81	469,30	456,51	429,42	427,37	438,03	477,27	583,38	594,39	529,85	1.250,58	1.827,80	993,77	746,64	416,93	1.160,61	1.077,01	725,32	15.697,47
DIA13	646,45	263,75	156,42	154,10	152,80	404,68	598,58	573,98	535,53	518,75	748,66	840,73	958,27	1.022,60	969,04	865,04	835,46	1.973,46	1.093,60	844,87	1.209,72	2.114,26	1.407,35	974,41	19.862,52
DIA14	980,53	976,22	585,97	245,26	263,99	1.346,74	1.523,39	818,33	973,10	1.144,84	1.210,57	1.180,20	1.367,50	1.557,31	1.250,71	983,49	2.444,70	2.648,01	1.617,01	1.406,52	1.089,28	2.388,91	1.487,96	1.190,77	30.681,33
DIA15	868,43	917,97	932,18	908,92	839,60	772,21	387,03	207,57	372,25	330,84	365,67	471,33	730,94	2.095,76	1.939,75	1.655,67	3.363,71	3.656,60	3.011,40	2.798,05	2.775,33	3.653,24	2.717,51	1.413,16	37.205,12
DIA16	3.070,24	3.358,33	2.355,88	1.058,65	1.812,79	2.554,83	3.421,77	2.608,28	3.365,35	3.382,70	3.377,93	3.568,11	4.036,42	4.108,60	3.376,28	3.373,85	4.250,99	4.148,93	3.027,63	2.791,15	2.738,76	2.932,83	2.318,88	2.589,39	73.608,57
DIA17	1.197,14	589,23	305,50	317,34	289,00	580,16	748,14	872,89	1.759,51	1.743,31	1.809,20	1.769,09	2.036,05	2.074,37	1.861,14	1.768,24	2.688,36	3.197,40	2.515,25	2.122,13	1.840,14	2.225,02	1.372,55	1.065,79	36.686,94
DIA18	1.113,75	972,11	678,78	431,03	239,36	599,56	637,27	790,33	1.860,41	2.557,09	1.621,64	1.607,02	1.832,83	1.888,79	1.592,39	1.528,66	2.085,98	2.589,87	2.399,51	2.288,13	1.839,14	2.431,59	1.349,32	1.085,10	36.029,66
DIA19	1.237,24	1.064,59	1.010,66	976,31	1.011,48	832,88	807,83	755,12	1.328,32	1.501,33	1.514,61	1.554,88	1.770,41	1.962,13	1.671,24	1.334,84	2.115,81	2.166,50	1.473,15	1.493,15	1.117,80	1.600,02	1.440,84	750,46	32.491,60
DIA20	1.084,83	1.090,01	1.156,75	1.192,85	1.121,57	828,42	772,21	629,17	1.184,49	1.184,10	1.210,36	1.082,74	1.311,11	1.447,79	1.213,01	1.071,55	1.857,57	2.089,39	1.679,60	1.443,46	728,99	1.378,15	1.005,26	589,28	28.362,68
DIA21	813,41	1.022,45	461,42	435,79	768,39	447,42	547,01	538,90	483,12	695,60	782,10	857,70	901,46	1.060,78	781,74	619,42	1.098,68	2.088,05	1.693,86	1.174,03	753,43	978,94	816,98	534,26	20.291,14
DIA22	1.130,55	1.165,04	1.108,06	1.080,25	618,13	277,18	75,86	148,22	1.164,38	1.378,94	1.643,37	1.519,57	1.784,27	1.946,62	1.675,26	1.285,09	3.182,38	3.888,13	2.390,49	1.999,02	1.910,36	2.021,78	2.116,19	1.173,66	36.682,82
DIA23	735,92	302,37	284,35	277,20	270,25	1.506,80	532,15	264,62	377,44	405,71	509,21	516,43	508,34	479,73	404,33	482,30	729,44	876,67	704,59	458,80	477,57	544,42	313,27	285,24	12.247,22
DIA24	415,56	1.642,75	2.076,79	2.210,14	2.020,76	625,25	245,49	213,72	710,33	1.701,46	2.087,31	1.845,31	1.622,93	582,17	559,55	842,12	1.140,39	1.186,34	992,73	814,97	733,63	1.071,21	918,22	328,22	26.587,35
DIA25	981,75	888,50	941,69	1.018,17	1.014,55	1.010,33	1.388,54	1.208,85	1.300,69	1.051,25	1.016,83	1.283,57	1.516,80	1.541,59	1.240,19	1.822,40	1.864,29	1.859,46	1.441,67	1.268,09	1.270,15	1.666,82	1.733,27	1.963,61	32.071,06
DIA26	2.256,76	2.034,15	2.108,39	2.169,70	2.152,16	2.089,75	1.983,33	1.877,57	1.685,28	1.334,96	1.192,96	1.758,78	2.629,04	1.633,44	757,73	726,41	890,37	1.191,05	2.481,04	3.096,89	2.791,15	1.444,02	1.302,60	1.727,71	43.325,25
DIA27	2.011,69	2.198,76	2.283,73	2.354,54	2.249,47	2.282,09	2.278,39	2.055,61	1.884,92	1.266,60	1.177,09	1.045,71	1.086,24	1.086,81	939,18	928,59	1.060,98	1.132,86	1.618,81	2.805,78	2.337,57	960,53	1.069,34	1.491,93	39.605,22
DIA28	1.716,59	1.980,35	2.050,77	2.162,59	2.136,07	2.167,14	2.080,47	1.803,81	1.471,46	1.181,40	918,67	1.131,28	1.259,15	1.345,84	1.206,02	1.198,27	1.236,71	1.420,60	2.965,18	3.217,52	1.613,61	1.145,04	991,78	1.672,91	40.073,26
DIA29	2.822,08	3.461,09	3.658,80	3.772,07	3.786,24	3.445,36	3.475,67	2.375,27	2.138,25	1.772,47	1.587,46	1.520,98	1.657,42	1.750,50	1.742,47	2.716,91	4.580,03	2.147,87	3.487,58	3.200,65	889,53	1.090,42	1.136,41	1.387,30	59.602,82
DIA30	1.867,79	1.977,26	2.078,60	2.133,37	2.141,52	2.129,44	2.406,77	2.227,93	2.311,37	2.121,00	2.019,98	2.140,55	1.766,34	1.712,12	772,80	687,86	1.105,65	1.112,68	852,64	698,48	807,66	752,34	757,68	835,94	37.417,55
DIA31	597,48	546,39	555,20	534,71	487,27	421,82	474,80	432,63	854,10	1.554,47	1.381,03	1.401,57	760,63	1.612,87	929,27	1.583,32	1.133,62	1.253,23	997,02	859,79	857,74	1.099,16	877,79	1.112,68	22.316,58
TOTAL	35.587,75	35.805,90	32.309,73	29.827,33	29.608,84	31.340,79	31.405,69	27.682,07	36.522,13	38.860,15	38.261,05	39.649,74	43.947,18	46.483,69	39.478,17	60.469,57	65.380,53	57.114,29	53.135,26	42.954,52	50.497,23	39.448,99	32.717,70	978.428,66	

**CUADRO No. A24
GALONES DE COMBUSTIBLE**

GALONES REALES	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24
DIA1	5145,316679	4893,583444	4755,268479	5031,899408	4901,882342	5009,768014	5001,469116	5001,469116	5042,963606	4951,675729	4951,675729	4954,442028	4984,87132	4935,077933	5015,300613	4899,116043	5070,626598	4940,610532	4946,14313	4957,208328	4971,039824	4973,806123	4954,442028	4987,63762
DIA2	2515,617258	1845,782531	1648,543911	1676,157712	1620,93011	1651,305291	1662,350812	1703,771513	1676,157712	1734,146694	1742,430834	1659,589432	1659,589432	1637,498391	1684,441852	1596,077769	1734,146694	1593,31631	1665,112192	1609,88459	1612,64597	1609,88459	1656,828052	1598,83907
DIA3	1589,631899	1633,78934	1636,548118	1664,145894	1608,950342	1636,548118	1655,866561	1575,833011	1666,905672	1614,469897	1636,548118	1622,74923	2536,235616	3653,945455	1785,576109	1705,542558	1724,861001	1705,542558	4327,33128	4975,879017	4948,281241	4890,325911	1923,564989	1644,827451
DIA4	3238,100172	1964,410599	1622,204695	1654,967579	1860,493347	3837,646023	5108,572711	5009,108984	5100,284059	4970,428506	4967,66522	4959,37697	4948,325433	4942,739665	5011,871768	4945,562549	4785,315271	5116,861364	4909,640566	4934,511013	4937,273897	4959,37697	4973,19139	4975,954274
DIA5	4888,506718	4645,187379	1777,89017	1860,839944	1689,41041	4764,082056	4999,106418	4916,156643	5231,365787	4985,281455	5010,166888	5015,696373	5004,636403	4993,576433	5065,466237	4927,216613	5040,581305	4949,338653	4946,571561	5104,178132	5012,93138	4993,576433	5065,466237	4990,81144
DIA6	5020,679025	4995,798006	2413,575324	1866,931179	3140,689002	5037,267172	4995,798006	4954,326439	4990,267423	4934,973602	4934,973602	4957,09113	4921,150146	4990,267423	5017,914334	4976,443966	4846,503487	4968,149895	4918,385455	4970,914586	4979,208659	4907,326991	5053,853319	4951,581748
DIA7	5079,475781	5073,945595	3821,358481	3096,904123	3154,971075	5054,589944	5073,945595	5032,4692	5010,348456	5026,939014	5024,173921	5029,704107	4999,288085	5040,784479	5040,784479	5029,704107	4905,274924	5071,180502	4938,456039	5032,4692	4996,522992	5007,583363	5104,381617	4971,637155
DIA8	5087,955955	5057,538827	5057,538827	5057,538827	5065,834407	5049,243247	2516,326043	2447,196207	5038,182473	5002,234958	4905,453187	4949,696282	4944,165895	4989,408991	4949,696282	5146,025018	4894,382413	4905,453187	4902,687994	4916,513961	4927,574735	5151,555405	4916,513961	
DIA9	5036,515477	5036,515477	5039,281273	2688,993849	1801,396189	1653,946323	1548,846055	1507,359108	1521,18809	1562,675038	1548,846055	4405,913888	5014,389104	5047,578663	5039,281273	4906,52304	5100,128797	5028,218087	4981,199546	4975,687953	4978,43375	5022,686494	5025,452291	5061,407645
DIA10	3744,888498	1593,0888	1678,808492	1676,072696	2342,629659	5122,255189	4986,731139	5000,560122	4972,902157	5017,154901	4975,687953	5055,870562	5055,870562	4837,378127	5087,363	4983,965343	5202,465268	5000,560122	5022,686494	5025,452291	4989,498936	5036,515477	5066,939238	4986,731139
DIA11	4907,068141	5189,200154	5236,223823	4854,502276	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184	4992,807184
DIA12	4869,350155	5066,007641	2645,181682	1578,799538	1678,513193	4074,410738	5054,928346	4974,603457	5248,816009	5016,150813	5016,150813	4991,2224	4991,2224	4991,2224	5029,999932	4999,531347	5052,158522	4855,501036	5027,230108	4939,825925	4955,214981	5002,301695	5005,071518	5005,071518
DIA13	4810,16503	2258,228398	1607,082786	1607,082786	1668,041099	3967,831983	4973,644141	5048,456615	5209,164894	4998,581632	5001,352464	4993,039967	4995,81108	5020,748291	5012,435794	5023,519124	4854,498348	4987,498303	5090,019101	4951,477481	5040,144118	5042,914495	5070,623274	5078,935771
DIA14	5283,630635	5050,651847	2853,992611	1639,173599	1938,718013	5053,425206	5050,651847	5022,916053	4812,125539	4997,954018	5000,727578	5020,142494	5020,142494	5039,557409	5147,726225	4982,4069	5045,104528	5011,821815	5108,122835	5028,463172	5056,198786	5058,972325	5113,084869	5097,802156
DIA15	5000,220392	5083,372816	5086,144356	5086,144356	5086,144356	5086,144356	5086,144356	2813,316906	1502,28351	1663,044478	1535,5444	1535,5444	2599,892965	4950,329058	5036,253022	4955,872538	4883,807279	4994,67691	4975,274725	4975,274725	4983,589947	4986,361688	5016,858037	5014,079098
DIA16	4867,148432	4997,68987	4997,68987	4997,68987	4997,68987	4997,68987	5067,102229	5044,890274	5130,9616	4947,712971	5025,454814	5028,23308	4978,254409	4975,477915	5014,348836	5100,420162	4953,26596	5100,420162	5039,337285	4867,194634	4867,194634	4978,254409	5172,609015	4917,171533
DIA17	4909,37907	2377,027041	1572,665499	1575,439159	1583,760141	3561,380071	4992,588885	5084,704058	4914,926391	5003,683527	4981,494243	4984,267904	4984,267904	4948,210317	5036,967453	4998,136206	4884,416126	5014,778169	4948,210317	4963,757638	4984,85228	5036,967453	4998,136206	4840,037558
DIA18	5082,273227	5010,144008	3423,320389	2371,91203	1636,758009	4372,085801	4990,724845	4999,047344	5054,530666	5029,563171	4965,75735	4943,564021	4960,209018	4879,758201	4971,306882	4890,854865	5226,528965	4999,047344	4986,273178	4971,306882	4957,434882	4960,209018	5007,368842	5007,368842
DIA19	4731,678357	5025,847217	4945,367057	4945,367057	5008,196149	5011,971327	4975,894014	4948,142235	4973,118836	5061,52453	4859,336542	4859,336542	5017,521683	4948,142235	5092,451487	4798,282827	5092,451487	4960,917413	4928,715599	4950,917413	4956,467789	4981,44437	4986,994726	5000,870616
DIA20	4963,223985	4938,269228	4952,132982	4946,58748	4952,132982	4977,087739	4935,496477	5021,451753	5087,997773	4957,678484	4941,041979	4957,678484	4954,905733	4971,542238	4996,496995	4996,496995	4863,404955	4963,404955	4904,996218	4907,768989	5013,1335	5013,1335	4871,723208	5004,815248
DIA21	5161,169365	4329,618836	2375,468392	2367,152867	2414,274177	4110,641336	5114,048055	4798,058094	5166,713048	4958,824916	4969,912283	4961,596758	4944,965707	4947,737549	4980,999965	4984,3686	4836,863879	4947,737549	4903,388081	4944,965707	4933,87834	5022,572727	5044,752011	4981,596758
DIA22	5174,585865	5013,928541	4981,767531	4570,708339	3753,52109	4939,135132	4944,675384	4936,365006	4820,019709	4828,330081	4989,606521	4886,502733	4997,583238	4911,433889	5005,618162	4892,042985	4880,96248	4989,272859	4989,272859	4825,284501	4892,042985	4892,042985	4961,296142	4844,950839
DIA23	3028,877498	1576,675953	1573,909855	1584,974247	1551,781069	1640,296211	1612,635229	1609,869131	1562,845462	1560,079364	1607,103033	1593,272542	1598,804738	1618,167425	1443,903241	1789,665512	1557,313266	1596,03864	1612,635229	1596,03864	1607,103033	1584,974247	1666,8928	1596,03864
DIA24	1621,822835	1619,050489	1607,361102	1630,139875	1619,050489	1627,367529	1674,497423	1574,892941	2248,373196	4496,746391	4932,004827	4873,785546	3615,140132	1602,416408	1680,042117	1621,822835	1655,080396	1729,944538	1743,806091	1702,22089	1707,765584	1716,062624	1729,944538	1599,644061
DIA25	1693,96557	1538,708497	1552,570735	1535,936049	1538,936049	1632,97172	1644,061511	1621,881929	1632,97172	1610,792138	1610,792138	1613,564586	1596,929989	1599,702347	1632,97172	1610,792138	1600,880079	1641,280663	1627,428824	1632,97172	1641,280663	1693,96557	1671,785988	1594,157451
DIA26	1699,324713	1671,603266	1671,603266	1674,375411	1671,603266	1674,375411	1682,891845	1682,891845	1627,249951	1641,109674	1641,109674	2389,589748	3138,067823	1738,134739	1643,881819	1586,66678	1690,514887	1616,160972	3978,027673	5006,493364	4665,519563	1754,767808	1674,375411	1674,375411
DIA27	1588,49105	1632,789546	1649,373982	1649,373982	1649,373982	1657,676201	1638,304358	1627,234734	1671,513231	1654,908795	1654,908795	1602,32808	1610,630298	1594,025882	1654,908795	1549,747366	1632,789546	1654,908795	3022,007364	4953,666759	4034,877964	1488,864434	1602,32808	1613,397704
DIA28	1517,670561	1584,225559	1578,689976	1584,225559	1589,755142	1642,286181	1575,931184	1537,224102	1661,639722	1592,519933	1592,519933	1592,519933	1589,755142	1570,401601	1642,286181	1562,107228	1556,577843	1589,755142	4163,778076	4976,624791	2582,315308	1633,991807	1633,991807	1639,52139
DIA29	1617,109262	1661,337891	1664,10218	1658,573602	1664,10218	1677,923627	1661,337891	1664,10218	1628,168419	1536,944871	1536,944871	1594,994947	1593,93779	1593,93779	1592,20658	2507,210428	2916,32525	1639,223578	4118,791111	4257,005578	1525,887714	1593,93779	1633,994998	1628,166419
DIA30	1588,542998	1586,542998	1588,542998	1588,542998	1588,542998	1588,542998	1712,863755	1624,457893	1589,593732	1613,407149	1613,407149	1607,881782	1607,881782	1594,089365	1594,089365	1649,322035	1011,142152	2171,462911	1621,6952	1635,508617	1638,271301	1649,322035	1671,423502	1674,186186
DIA31	1629,628237	1629,628237	1629,628237	1629,628237	1629,628237	1842,308533	1657,249055	1682,73218	1624,104074	1646,200728	1521,907049	1521,907049	1599,245338	1599,245338	1621,									

**CUADRO No. A25
GALONES EN EL MERCADO OCASIONAL**

GL IVA	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24
DIA1	110.52	112.89	111.54	119.42	115.10	117.15	116.71	108.44	152.94	155.18	153.42	147.87	161.84	153.41	166.19	165.71	203.64	201.84	150.24	140.07	132.34	177.55	132.77	127.05
DIA2	59.51	49.31	42.73	42.43	38.57	34.02	55.13	78.09	90.49	81.91	65.27	61.82	64.49	63.20	98.30	96.93	139.75	122.59	92.19	94.90	85.12	79.05	81.61	96.88
DIA3	46.38	47.10	52.42	54.34	48.77	35.82	29.73	31.20	49.86	48.07	48.28	50.10	75.22	111.62	57.99	55.57	95.27	102.65	210.63	192.09	172.05	217.63	60.77	44.16
DIA4	84.34	51.30	43.34	45.19	42.91	78.89	94.28	90.74	129.21	126.87	126.56	126.33	145.44	154.92	145.68	121.79	220.32	227.30	216.57	192.93	172.24	194.83	116.20	84.55
DIA5	62.78	75.24	25.95	27.71	22.08	45.30	51.88	48.69	77.57	131.65	138.71	138.68	166.11	169.19	128.46	102.65	184.19	226.93	138.19	93.37	42.44	162.18	108.12	69.85
DIA6	69.67	76.18	39.62	30.41	49.74	63.89	39.79	43.29	64.99	75.55	79.61	80.49	82.71	91.81	90.76	72.11	108.11	160.77	165.77	132.67	109.75	128.19	124.13	76.38
DIA7	73.40	63.69	46.59	38.53	38.24	38.80	37.10	41.69	66.42	81.12	77.52	70.40	78.74	86.63	77.16	62.62	94.99	114.03	157.94	145.33	101.30	98.04	65.66	32.16
DIA8	61.07	57.60	58.44	54.77	51.09	40.70	22.52	15.26	83.95	83.58	85.09	93.70	116.08	116.79	116.48	111.82	171.58	146.17	120.68	121.91	116.16	110.87	88.33	54.94
DIA9	52.87	58.74	55.01	30.83	17.18	15.56	11.87	10.19	27.03	24.70	25.31	73.26	80.67	77.20	97.75	94.24	205.96	172.03	40.70	52.65	47.08	39.52	90.16	79.91
DIA10	57.69	24.44	23.28	22.57	26.76	38.18	35.89	39.88	43.20	60.82	64.31	67.83	70.38	69.32	125.02	126.06	204.40	209.64	165.66	119.16	86.54	69.88	102.27	56.87
DIA11	76.18	79.98	76.75	73.68	70.52	45.48	44.09	49.35	61.19	71.89	70.60	68.40	75.78	83.19	73.93	87.79	132.96	164.29	114.73	103.88	129.34	97.84	72.70	
DIA12	47.91	70.16	36.63	16.12	15.88	29.38	34.90	36.89	37.78	33.95	33.91	34.71	37.86	46.68	47.40	42.63	96.32	144.74	77.20	58.29	32.85	91.18	84.50	58.53
DIA13	49.57	23.18	14.43	14.74	15.22	35.32	47.09	45.78	44.02	40.85	59.08	66.60	76.22	82.02	77.76	69.57	64.49	154.45	87.15	65.49	95.52	166.56	111.16	77.09
DIA14	80.97	77.13	43.51	23.87	26.76	112.50	121.20	64.65	74.03	90.73	96.39	94.46	108.14	123.92	102.01	78.10	196.34	209.61	129.43	110.65	86.77	188.81	119.16	94.58
DIA15	67.81	73.11	74.34	72.55	66.99	61.50	29.94	20.55	39.29	33.55	37.83	43.20	82.21	164.52	154.68	129.98	260.41	286.83	234.76	217.55	215.75	285.00	212.49	110.30
DIA16	236.91	261.39	182.88	82.43	140.92	201.82	267.89	207.39	258.20	262.27	263.81	275.89	311.97	320.87	288.55	261.85	340.00	327.71	231.10	213.02	213.48	228.71	187.95	198.91
DIA17	91.80	45.43	30.06	31.12	27.77	50.06	58.56	68.92	136.12	136.51	141.30	138.33	159.40	161.14	147.26	138.84	206.58	252.25	195.59	164.90	143.20	175.53	107.34	80.77
DIA18	88.49	77.65	52.95	35.37	23.03	50.76	49.55	61.57	146.80	201.17	126.66	125.39	143.41	145.48	125.04	116.06	172.28	204.59	189.67	179.78	143.72	189.97	106.33	86.14
DIA19	92.02	83.96	78.39	75.78	79.49	65.48	62.94	58.52	103.89	119.83	116.05	119.36	140.67	153.67	134.65	101.30	170.50	169.84	114.73	116.86	87.40	125.80	113.11	58.94
DIA20	84.62	84.85	90.21	92.91	87.49	64.90	60.01	49.64	94.93	92.45	94.01	84.39	102.39	113.20	95.37	84.12	141.83	159.73	129.55	111.29	57.37	108.45	76.88	47.00
DIA21	65.77	72.62	39.12	36.95	66.04	37.75	44.01	40.52	39.30	54.36	61.28	67.16	70.39	82.87	59.88	48.55	83.52	160.75	130.57	91.18	58.36	77.09	64.59	41.59
DIA22	91.85	91.58	86.64	79.87	48.99	21.80	5.92	11.56	88.64	105.35	129.23	117.81	138.84	151.98	133.31	100.17	248.00	302.31	165.38	155.98	148.51	157.22	166.73	90.11
DIA23	57.44	30.24	28.07	27.30	26.14	156.98	53.64	26.41	36.44	39.38	50.72	51.19	50.93	48.88	36.46	54.11	70.75	86.73	70.90	45.25	47.56	53.28	32.41	28.23
DIA24	42.13	166.06	205.32	221.05	198.76	62.87	25.37	20.36	69.48	138.35	165.17	144.82	122.74	56.56	56.73	81.87	110.82	112.44	98.15	78.12	70.24	103.23	89.91	29.54
DIA25	102.27	85.16	98.67	107.19	100.01	101.24	138.81	117.52	127.69	103.20	98.48	126.52	148.31	153.45	127.35	164.02	179.53	188.13	141.38	122.87	123.34	166.99	172.80	183.91
DIA26	224.73	199.05	206.05	211.26	207.30	202.91	194.18	182.77	161.98	129.03	116.19	161.07	222.32	135.08	77.77	71.92	91.55	117.89	220.75	243.74	211.99	119.34	132.68	174.75
DIA27	193.85	216.27	226.80	233.26	224.23	228.38	225.26	201.28	191.34	127.76	118.20	102.51	110.07	109.17	98.98	91.86	111.89	117.49	157.09	220.76	173.08	96.23	110.42	154.33
DIA28	168.35	200.87	208.57	218.65	217.20	228.60	208.87	174.94	157.05	122.50	93.11	116.12	128.96	135.86	128.16	122.13	124.46	144.82	257.40	250.77	124.25	111.72	95.77	162.65
DIA29	267.62	339.71	356.47	366.58	372.41	340.69	340.94	229.40	214.52	169.09	151.44	152.28	165.71	176.19	177.18	263.92	352.55	208.57	306.86	238.20	84.59	108.27	116.23	141.41
DIA30	184.35	195.62	205.98	209.81	209.55	210.31	256.71	223.20	228.02	209.62	200.30	212.34	175.85	170.70	78.31	71.41	70.16	151.10	84.35	68.23	79.31	74.06	76.16	83.66
DIA31	58.06	52.76	53.55	51.52	46.86	46.07	46.81	42.28	81.66	150.51	139.55	143.09	81.26	153.29	94.36	158.48	112.20	124.07	99.70	87.05	85.93	111.80	91.34	110.10

**CUADRO No. A26
PRECIO DE COMBUSTIBLE (USD)**

GALON FUEL OIL (USD)	SIN IVA	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	0,6324	
	CON IVA	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083	0,7083

CUADRO No. A27
IVA HORARIO DE COMBUSTIBLE (USD)

GL IVA (USD)	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24	TOTAL	
DIA1	8,39	8,57	8,46	9,06	8,73	8,89	8,86	8,23	11,61	11,78	11,64	11,22	12,28	12,40	12,61	12,58	15,45	15,32	11,40	10,63	10,04	13,47	10,08	9,64	261,35	
DIA2	4,52	3,74	3,24	3,22	2,93	2,58	4,18	5,93	6,87	6,22	4,95	4,69	4,89	4,80	7,46	7,36	10,61	9,30	7,00	7,20	6,46	6,00	6,19	7,35	137,68	
DIA3	3,52	3,57	3,98	4,12	3,70	2,72	2,26	2,37	3,78	3,65	3,66	3,80	5,71	8,47	4,40	4,22	7,23	7,79	15,98	14,58	13,06	16,52	4,61	3,35	147,05	
DIA4	6,40	3,89	3,29	3,43	3,26	5,99	7,15	6,89	9,81	9,63	9,60	9,59	11,04	11,76	11,06	9,24	16,72	17,25	16,43	14,64	13,07	14,79	8,82	6,42	230,15	
DIA5	4,76	5,71	1,97	2,10	1,68	3,44	3,94	3,70	5,89	9,99	10,53	10,52	12,61	12,84	9,75	7,79	13,98	17,22	10,49	7,09	3,22	12,31	8,21	5,30	185,01	
DIA6	5,30	5,78	3,01	2,31	3,77	4,85	3,02	3,29	4,93	5,73	6,04	6,11	6,28	6,97	6,89	5,47	8,20	12,20	12,58	10,07	8,33	9,73	9,42	5,80	156,07	
DIA7	5,57	4,83	3,54	2,92	2,90	2,94	2,82	3,16	5,04	6,16	5,88	5,34	5,98	6,57	5,86	4,75	7,21	8,65	11,99	11,03	7,69	7,44	4,98	2,44	135,69	
DIA8	4,63	4,37	4,43	4,16	3,88	3,09	1,71	1,16	6,37	6,34	6,46	7,11	8,81	9,01	8,84	8,49	13,02	11,09	9,16	9,25	8,82	8,41	6,70	4,17	159,49	
DIA9	4,01	4,46	4,17	2,34	1,30	1,18	0,90	0,77	2,05	1,87	1,92	5,56	6,12	5,86	7,42	7,15	15,63	13,06	3,09	4,00	3,57	3,00	6,84	6,06	112,35	
DIA10	4,38	1,85	1,77	1,71	2,03	2,90	2,72	3,03	3,28	4,62	4,88	5,15	5,34	5,26	9,49	9,57	15,51	15,91	12,57	9,04	6,57	5,30	7,76	4,32	144,95	
DIA11	5,78	6,07	5,82	5,59	5,35	3,45	3,35	3,75	4,64	5,46	5,36	5,19	5,75	6,31	5,61	6,66	10,09	12,47	8,54	8,71	7,88	9,82	7,43	5,52	154,59	
DIA12	3,64	5,32	2,78	1,22	1,20	2,23	2,65	2,80	2,87	2,58	2,57	2,63	2,87	3,54	3,60	3,23	7,31	10,98	5,86	4,42	2,49	6,92	6,41	4,44	94,58	
DIA13	3,76	1,76	1,10	1,12	1,16	2,68	3,57	3,47	3,34	3,10	4,48	5,05	5,78	6,22	5,90	5,28	4,89	11,72	6,61	4,97	7,25	12,64	8,44	5,85	120,16	
DIA14	6,14	5,85	3,30	1,81	2,03	8,54	9,20	4,91	5,62	6,89	7,31	7,17	8,21	9,40	7,74	5,93	14,90	15,91	9,82	8,40	6,58	14,33	9,04	7,18	186,21	
DIA15	5,15	5,55	5,64	5,51	5,08	4,67	2,27	1,56	2,98	2,55	2,87	3,28	6,24	12,49	11,74	9,86	19,76	21,77	17,82	16,51	16,37	21,63	16,13	8,37	225,78	
DIA16	17,98	19,84	13,88	6,26	10,69	15,32	20,32	15,74	19,59	19,90	20,02	20,94	23,67	24,35	20,38	19,87	25,80	24,87	17,54	16,17	16,20	17,36	14,26	15,09	436,04	
DIA17	6,97	3,45	2,28	2,36	2,11	3,80	4,44	5,23	10,25	10,36	10,72	10,50	12,10	12,23	11,18	10,54	15,68	19,14	14,84	12,51	10,87	13,32	8,15	6,13	219,15	
DIA18	6,72	5,89	4,02	2,68	1,75	3,85	3,76	4,67	11,14	15,27	9,61	9,52	10,88	11,04	9,49	8,96	13,07	15,53	14,39	13,64	10,91	14,42	8,07	6,54	215,81	
DIA19	6,98	6,37	5,95	5,75	6,03	4,97	4,78	4,44	7,88	9,09	8,81	9,06	10,68	11,66	10,22	7,69	12,94	12,89	8,71	8,87	6,63	9,53	8,58	4,47	192,98	
DIA20	6,42	6,44	6,85	7,05	6,64	4,93	4,55	3,77	7,20	7,02	7,13	6,40	7,77	8,59	7,24	6,38	10,76	12,12	9,83	8,45	4,35	8,23	5,83	3,57	167,53	
DIA21	4,99	5,51	2,97	2,80	5,01	2,86	3,34	3,08	2,98	4,13	4,65	5,10	5,34	6,29	4,54	3,68	6,34	12,20	9,91	6,92	4,43	5,85	4,90	3,16	120,98	
DIA22	6,97	6,95	6,57	6,06	3,72	1,65	0,45	0,88	6,73	8,00	9,81	8,94	10,54	11,53	10,12	7,60	18,82	22,94	14,07	11,84	11,27	11,93	12,65	6,84	216,87	
DIA23	4,36	2,30	2,13	2,07	1,98	11,91	4,07	2,00	2,77	2,99	3,85	3,88	3,87	3,71	2,77	4,11	5,37	6,58	5,38	3,43	3,61	4,04	2,46	2,14	91,78	
DIA24	3,20	12,60	15,58	16,78	15,08	4,77	1,93	1,56	5,27	10,50	12,53	10,99	9,31	4,29	4,31	6,21	8,41	8,53	7,45	5,93	5,33	7,83	6,82	2,24	187,46	
DIA25	7,76	6,46	7,50	8,13	7,59	7,68	10,53	8,92	9,69	7,83	7,47	9,60	11,25	11,65	9,66	12,45	13,62	14,28	10,73	9,32	9,36	12,67	13,11	13,96	241,25	
DIA26	17,05	15,11	15,64	16,03	15,73	15,40	14,74	13,87	12,29	9,79	8,82	12,22	16,87	10,25	5,90	5,46	6,95	8,95	16,75	18,50	16,09	9,06	10,07	13,26	304,79	
DIA27	14,71	16,41	17,20	17,70	17,02	17,33	17,09	15,27	14,52	9,70	8,97	7,78	8,35	8,28	7,51	6,97	8,49	8,92	11,92	16,75	13,13	7,30	8,38	11,71	291,43	
DIA28	12,78	15,24	15,83	16,59	16,48	17,35	15,93	13,28	11,92	9,30	7,07	8,81	9,79	10,31	9,73	9,27	9,45	10,99	19,53	19,03	9,43	8,48	7,27	12,34	296,17	
DIA29	20,31	25,78	27,05	27,82	28,26	25,85	25,87	17,41	16,28	12,83	11,49	11,56	12,58	13,37	13,45	20,03	26,75	15,83	23,29	18,08	6,42	8,22	8,82	10,73	428,07	
DIA30	13,99	14,85	15,63	15,92	15,90	15,96	19,48	16,94	17,30	15,91	15,20	16,11	13,34	12,95	5,94	5,42	5,32	11,47	6,40	5,18	6,02	5,62	5,78	6,35	282,99	
DIA31	4,41	4,00	4,06	3,91	3,56	3,50	3,55	3,21	6,20	11,42	10,59	10,86	6,17	11,63	7,16	12,03	8,51	9,42	7,57	6,61	6,52	8,48	6,93	8,36	168,65	
TOTAL																										6.313,07

CUADRO No. A28
IVA MENSUAL DE COMBUSTIBLE (USD)

TV2	IVA (USD)	GALONES
DIA1	261,35	3.443,83
DIA2	137,68	1.814,28
DIA3	147,05	1.937,74
DIA4	230,15	3.032,75
DIA5	185,01	2.437,92
DIA6	156,07	2.056,55
DIA7	135,69	1.788,09
DIA8	159,49	2.101,59
DIA9	112,35	1.480,41
DIA10	144,95	1.910,06
DIA11	154,59	2.037,04
DIA12	94,58	1.246,37
DIA13	120,16	1.583,35
DIA14	186,21	2.453,70
DIA15	225,78	2.975,14
DIA16	436,04	5.745,82
DIA17	219,15	2.887,79
DIA18	215,81	2.843,85
DIA19	192,98	2.543,00
DIA20	167,53	2.207,58
DIA21	120,98	1.594,22
DIA22	216,87	2.857,79
DIA23	91,78	1.209,43
DIA24	187,46	2.470,26
DIA25	241,25	3.179,05
DIA26	304,79	4.016,31
DIA27	291,43	3.840,33
DIA28	296,17	3.902,77
DIA29	428,07	5.640,85
DIA30	282,99	3.729,11
DIA31	168,65	2.222,33
TOTAL	6.313,07	83.189,30

CUADRO No. A29
INGRESO POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (USD)

RPF	TV2(MW)
DIA 1	0,35
DIA 2	0,10
DIA 3	0,15
DIA 4	0,24
DIA 5	0,40
DIA 6	0,33
DIA 7	0,33
DIA 8	0,31
DIA 9	0,30
DIA 10	0,30
DIA 11	0,31
DIA 12	0,52
DIA 13	0,34
DIA 14	0,18
DIA 15	0,17
DIA 16	0,20
DIA 17	0,17
DIA 18	0,18
DIA 19	0,22
DIA 20	0,25
DIA 21	0,31
DIA 22	0,23
DIA 23	0,10
DIA 24	0,09
DIA 25	0,05
DIA 26	0,06
DIA 27	0,05
DIA 28	0,04
DIA 29	0,03
DIA 30	0,04
DIA 31	0,05
PROMEDIO	0,21
RPF (USD)	1.178,10

FUENTE: CENACE

CUADRO No. A30
POTENCIA A REMUNERAR EN EL MO. (MW)

TV2	PRPD	PMPD	POT. A REM.
DIA 1	72,80	66,91	66,91
DIA 2	72,80	67,40	67,40
DIA 3	72,80	67,40	67,40
DIA 4	72,80	66,91	66,91
DIA 5	72,80	67,25	67,25
DIA 6	72,80	67,05	67,05
DIA 7	72,80	66,96	66,96
DIA 8	72,80	66,64	66,64
DIA 9	72,80	61,01	61,01
DIA 10	72,80	66,77	66,77
DIA 11	72,80	66,50	66,50
DIA 12	72,80	66,63	66,63
DIA 13	72,80	66,63	66,63
DIA 14	72,80	66,52	66,52
DIA 15	72,80	57,50	57,50
DIA 16	72,80	66,89	66,89
DIA 17	72,80	66,97	66,97
DIA 18	72,80	61,68	61,68
DIA 19	72,80	66,83	66,83
DIA 20	72,80	66,73	66,73
DIA 21	72,80	66,85	66,85
DIA 22	72,80	65,54	65,54
DIA 23	72,80	66,40	66,40
DIA 24	72,80	65,62	65,62
DIA 25	72,80	66,40	66,40
DIA 26	72,80	66,55	66,55
DIA 27	72,80	66,82	66,82
DIA 28	72,80	66,46	66,46
DIA 29	72,80	67,00	67,00
DIA 30	72,80	67,00	67,00
DIA 31	72,80	67,00	67,00
PROMEDIO	72,80	66,09	66,09
POTENCIA A REMUNERAR (USD)			376.718,31

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. A33
COMPRA DE AUXILIARES EN (USD)
ANUAL**

COMPRA DE AUXILIARES (USD)	TV2
Ene-07	\$ -
Feb-07	\$ -
Mar-07	\$ 3.946,72
Abr-07	\$ 900,20
May-07	\$ -
Jun-07	\$ 5.567,16
Jul-07	\$ 6.383,70
Ago-07	\$ -
Sep-07	\$ -
Oct-07	\$ 1.042,45
Nov-07	\$ 330,94
Dic-07	\$ -
TOTAL	\$ 18.171,17

**CUADRO No. A34
GENERACIÓN OBLIGADA.**

GENERACIÓN OBLIGADA (USD)	Pago a la Generación Obligada por Demanda (USD)	Pago a la Generación Obligada por Seguridad del Sistema (USD)	Pago a la Generación Obligada por Seguridad de Area (USD)	TV2 (USD)
DIA 1	2,00	0,00	0,00	0,00
DIA 2	9,59	0,00	0,00	0,00
DIA 3	1,20	0,02	0,00	0,00
DIA 4	0,27	0,11	0,00	0,00
DIA 5	0,01	0,00	0,00	0,00
DIA 6	0,09	0,03	0,00	0,00
DIA 7	0,07	0,00	0,00	0,00
DIA 8	0,05	0,00	0,00	0,00
DIA 9	0,32	0,02	0,00	0,00
DIA 10	0,32	0,14	0,00	0,00
DIA 11	0,05	0,02	0,00	0,00
DIA 12	0,07	0,00	0,00	0,00
DIA 13	0,07	0,00	0,00	0,00
DIA 14	0,01	0,00	0,00	0,00
DIA 15	2,41	0,20	0,00	0,00
DIA 16	0,00	0,00	0,00	0,00
DIA 17	3,18	0,00	0,00	0,00
DIA 18	0,59	0,00	0,00	0,00
DIA 19	0,08	0,00	0,00	0,00
DIA 20	1,03	0,00	0,00	0,00
DIA 21	0,64	0,00	0,00	0,00
DIA 22	1,12	0,51	0,00	0,00
DIA 23	0,84	0,00	0,00	0,00
DIA 24	1,93	0,02	0,00	0,00
DIA 25	11,52	0,00	0,00	0,00
DIA 26	13,21	0,01	0,00	0,00
DIA 27	17,33	0,00	0,00	0,00
DIA 28	9,79	0,00	0,00	0,00
DIA 29	13,45	0,71	0,00	0,00
DIA 30	15,26	0,00	0,00	0,00
DIA 31	4,33	0,15	0,00	0,00
TOTAL	110,81	1,95	0,00	0,00

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. A35
GENERACION FORZADA**

GENERACIÓN OBLIGADA (USD)	Pago a la Generación Forzada(USD)	TV2 (USD)
DIA 1	0,00	0,00
DIA 2	0,00	0,00
DIA 3	0,00	0,00
DIA 4	0,00	0,00
DIA 5	0,00	0,00
DIA 6	0,00	0,00
DIA 7	0,00	0,00
DIA 8	0,00	0,00
DIA 9	0,00	0,00
DIA 10	0,00	0,00
DIA 11	0,00	0,00
DIA 12	0,00	0,00
DIA 13	0,00	0,00
DIA 14	0,00	0,00
DIA 15	0,00	0,00
DIA 16	0,00	0,00
DIA 17	0,00	0,00
DIA 18	0,00	0,00
DIA 19	0,00	0,00
DIA 20	0,00	0,00
DIA 21	0,00	0,00
DIA 22	0,00	0,00
DIA 23	0,00	0,00
DIA 24	0,00	0,00
DIA 25	0,00	0,00
DIA 26	0,00	0,00
DIA 27	0,00	0,00
DIA 28	0,00	0,00
DIA 29	0,00	0,00
DIA 30	0,00	0,00
DIA 31	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00

FUENTE: CENACE

CUADRO No. A36
REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

RPF	TV2(MWh)
DIA 1	0,00
DIA 2	0,00
DIA 3	0,00
DIA 4	0,00
DIA 5	0,00
DIA 6	0,00
DIA 7	0,00
DIA 8	0,00
DIA 9	0,00
DIA 10	0,00
DIA 11	0,00
DIA 12	0,00
DIA 13	0,00
DIA 14	0,00
DIA 15	0,00
DIA 16	0,00
DIA 17	0,00
DIA 18	0,00
DIA 19	0,00
DIA 20	0,00
DIA 21	0,00
DIA 22	0,00
DIA 23	0,00
DIA 24	0,00
DIA 25	0,00
DIA 26	0,00
DIA 27	0,00
DIA 28	0,00
DIA 29	0,00
DIA 30	0,00
DIA 31	0,00
PROMEDIO	0,00
RPF (USD)	0,00

FUENTE: CENACE

CUADRO No. A37
RECONOCIMIENTO POR IVA DE COMBUSTIBLE

EGRESO

IVA DE COMBUSTIBLE	(USD)
(1) DECLARADO POR ELECTROGUAYAS	31.698,33
(2) ESTIMADO POR CENACE	30.709,20
DIFERENCIA(1-2)	989,13
EGRESO POR IVA TV2 (USD)	240,67

FUENTE: CENACE

CUADRO No. A38
CARGOS POR INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA

CARGO POR INTERCONEXIÓN POR EMPRESA (USD)	713,22
CARGO POR INTERCONEXIÓN TV2 (USD)	-

FUENTE: CENACE

ANEXO B:

UNIDAD TV3

CUADRO No. B1

DIA 3	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24	TOTAL
BRUTA (KWh)	40.053,46	17.685,76	17.775,76	17.725,76	17.789,76	31.989,57	71.765,03	72.405,02	71.613,03	71.679,03	71.239,04	71.129,04	72.435,02	72.463,02	72.097,03	72.621,02	72.617,02	71.933,03	71.833,03	71.785,03	71.507,03	71.319,04	71.059,04	71.545,03	1.436.064,61
NETA (KWh)	38.004,09	15.376,80	15.472,78	15.430,79	15.496,78	28.776,01	68.333,78	68.929,66	68.153,82	68.187,81	67.721,91	67.563,94	68.889,67	68.917,66	68.575,73	69.103,62	69.123,62	68.503,75	68.413,77	68.369,78	68.107,83	67.923,87	67.647,93	68.139,82	1.359.165,23
AUXILIARES (KWh)	2.049,37	2.308,96	2.302,98	2.294,97	2.292,98	3.213,55	3.431,25	3.475,36	3.459,21	3.491,22	3.517,13	3.565,10	3.545,35	3.545,36	3.521,29	3.517,40	3.493,40	3.429,28	3.419,26	3.415,25	3.399,20	3.395,17	3.411,11	3.405,21	76.899,38
FACTOR DE NODO	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	
PRECIO DE LA ENERGIA (cUSD/KWh)	5,10	5,10	5,11	5,11	5,07	5,62	5,62	5,60	5,58	5,57	5,56	5,57	5,59	5,58	5,56	5,56	5,56	5,56	5,77	5,78	5,78	5,59	5,59	5,60	
ENERGIA DE CONTRATOS MWh	36,90	14,94	14,98	14,93	15,03	28,15	67,12	67,57	66,13	66,17	65,74	65,49	66,86	66,83	66,38	66,87	65,33	64,40	65,10	65,75	65,76	64,92	65,53	66,32	1.313,19
ENERGIA DE CONTRATOS (USD)	2.214,08	886,15	898,78	895,77	901,77	1.689,02	4.027,00	4.054,45	3.967,98	3.970,41	3.944,33	3.929,53	4.011,67	4.009,59	3.983,03	4.011,98	3.919,58	3.863,99	3.905,93	3.944,73	3.945,32	3.895,11	3.931,95	3.979,14	78.791,31
ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL (MWh)	1,10	0,44	0,49	0,50	0,47	0,63	1,22	1,36	2,02	2,01	1,98	2,07	2,03	2,09	2,19	2,24	3,80	4,10	3,31	2,62	2,35	3,01	2,12	1,82	45,98
ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL (USD)	56,37	22,59	25,35	25,77	23,84	35,20	68,03	75,72	113,18	113,09	111,31	116,60	113,93	117,33	123,36	125,75	212,93	229,73	192,65	152,60	136,40	168,30	118,60	101,94	2.580,60
POTENCIA MAXIMA Y MINIMA	0	PM	PM	PM	PM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CALIFICACION DE UNIDADES	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COSTOS VARIABLES (USD/KWh)	0,056	0,059	0,059	0,059	0,059	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	
INGRESO POR GENERACION OBLIGADA (USD)	309,55	254,81	252,30	251,66	257,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.326,11
INGRESO POR GENERACION FORZADA (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL LIQUIDACION VERSION2	1.108,80	443,33	495,61	503,90	489,78	629,77	1.226,98	1.364,94	2.038,53	2.030,12	1.997,91	2.085,80	2.043,08	2.105,27	2.227,30	2.251,63	3.817,87	4.122,97	3.330,05	2.639,37	2.368,03	3.022,78	2.137,27	1.829,57	46.290,64
GALONES DE COMBUSTIBLE	2.429,10	1.542,29	1.542,29	1.550,55	1.534,02	2.495,20	5.271,32	5.232,76	5.254,79	5.095,06	5.425,55	4.874,73	5.205,22	5.205,22	5.260,30	5.260,30	5.252,04	5.450,33	5.180,43	5.172,17	5.141,87	5.128,10	5.141,87	5.133,61	104.779,12
GALONES EN EL MERCADO OCASIONAL	70,87	44,47	49,40	50,63	46,50	54,61	94,65	103,62	157,17	151,69	160,06	150,49	154,37	159,01	170,85	171,40	290,08	328,03	252,16	199,67	178,78	228,21	162,45	137,84	3.567,02
PRECIO DE COMBUSTIBLE (USD) CON IVA	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	
PRECIO DE COMBUSTIBLE (USD) SIN IVA	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	
IVA HORARIO DE COMBUSTIBLE (USD)	5,38	3,37	3,75	3,84	3,53	4,14	7,18	7,86	11,93	11,51	12,15	11,42	11,72	12,07	12,97	13,01	22,01	24,89	19,14	15,15	13,57	17,32	12,33	10,46	270,69
COMPRA DE ENERGIA AL M.O PARA CONSUMO DE AUXILIARES (KWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COMPRA DE ENERGIA AL M.O PARA CONSUMO DE AUXILIARES (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CUADRO No. B2
ENERGÍA DE LA UNIDAD TV3 ENTREGADA A CONTRATOS (MWh)
DIA 3 DE DICIEMBRE

DIA3	AMBATO	AZOGUES	BOLIVAR	COTOPAXI	ESMERALDAS	LOS RIOS	MANABI	MILAGRO	QUITO	CENT. SUR	REG. SUR	EL ORO	RIOBAMBA	STA. ELENA	STO. DMGO	CATEG	EMELGUR	EMELNORTE	TOTAL
hora 1	0,54	-	0,17	0,71	1,23	0,85	3,73	1,29	6,28	2,07	0,62	1,78	0,23	1,15	1,03	10,88	3,35	0,99	36,90131
hora 2	0,22	-	0,07	0,30	0,50	0,36	1,54	0,52	2,45	0,85	0,25	0,72	0,07	0,47	0,42	4,30	1,48	0,41	14,93578
hora 3	0,19	-	0,07	0,31	0,51	0,36	1,57	0,54	2,45	0,86	0,26	0,73	0,08	0,48	0,43	4,25	1,48	0,41	14,97962
hora 4	0,19	-	0,07	0,32	0,50	0,36	1,58	0,54	2,46	0,87	0,26	0,74	0,08	0,48	0,43	4,21	1,41	0,42	14,92942
hora 5	0,24	-	0,08	0,34	0,51	0,36	1,58	0,55	2,56	0,88	0,27	0,73	0,09	0,48	0,43	4,12	1,36	0,46	15,02955
hora 6	0,72	-	0,17	0,71	0,88	0,67	2,78	0,99	5,71	1,57	0,53	1,29	0,26	0,81	0,79	7,09	2,23	0,95	28,15038
hora 7	2,11	-	0,28	1,62	2,04	1,60	6,31	2,28	15,60	3,60	1,21	2,86	0,78	1,74	1,89	16,33	4,61	2,26	67,11670
hora 8	1,84	-	0,21	1,52	2,07	1,55	6,06	2,19	15,82	3,67	1,21	2,88	0,61	1,68	1,83	17,91	4,43	2,09	67,57420
hora 9	1,31	-	0,24	1,45	1,93	1,48	5,68	2,01	15,56	3,24	1,13	2,89	0,50	1,55	1,71	19,44	4,12	1,90	66,13297
hora 10	1,33	-	0,16	1,30	1,83	1,45	5,42	1,90	15,55	3,12	1,13	2,83	0,43	1,52	1,61	20,81	3,98	1,83	66,17350
hora 11	1,32	-	0,12	1,26	1,76	1,44	5,38	1,89	15,41	3,06	1,11	2,78	0,40	1,50	1,57	21,03	3,96	1,77	65,73881
hora 12	1,09	-	0,11	1,24	1,75	1,43	5,39	1,89	15,19	3,03	1,10	2,78	0,41	1,53	1,56	21,25	3,99	1,75	65,49213
hora 13	1,30	-	0,11	1,26	1,78	1,44	5,58	1,93	14,92	2,92	1,12	2,80	0,41	1,58	1,60	22,14	4,27	1,71	66,86119
hora 14	1,27	-	0,11	1,29	1,75	1,47	5,63	1,96	14,58	2,80	1,11	2,81	0,42	1,57	1,61	22,49	4,29	1,68	66,82651
hora 15	1,41	-	0,10	1,28	1,75	1,50	5,53	1,98	14,51	2,68	1,05	2,62	0,41	1,55	1,62	22,40	4,31	1,69	66,38387
hora 16	1,26	-	0,10	1,27	1,73	1,52	5,58	2,03	14,69	2,81	1,05	2,80	0,46	1,56	1,55	22,38	4,40	1,68	66,86629
hora 17	1,14	-	0,07	1,24	1,78	1,52	5,56	2,03	14,68	2,02	1,03	2,87	0,47	1,56	1,62	22,29	4,52	0,92	65,32632
hora 18	0,82	-	0,24	1,18	1,83	1,50	5,55	2,05	14,18	2,02	1,13	2,88	0,51	1,59	1,73	21,79	4,55	0,84	64,39982
hora 19	1,27	-	0,35	1,37	1,93	1,60	5,75	2,26	14,10	2,48	1,26	2,88	0,83	1,70	1,88	19,61	4,30	1,53	65,09890
hora 20	1,66	-	0,40	1,40	1,91	1,62	5,84	2,31	14,19	3,01	1,41	2,90	1,03	1,74	1,89	18,40	4,35	1,68	65,74557
hora 21	1,96	-	0,37	1,30	1,94	1,50	5,88	2,30	14,25	3,03	1,38	2,95	0,97	1,78	1,88	18,30	4,49	1,48	65,75540
hora 22	1,58	-	0,20	1,18	1,98	1,57	5,95	2,25	13,91	2,68	1,30	3,01	0,82	1,84	1,85	18,68	4,72	1,41	64,91857
hora 23	1,11	-	0,16	1,16	2,08	1,53	6,10	2,16	13,15	3,40	1,18	3,11	0,66	1,84	1,82	19,66	4,68	1,74	65,53257
hora 24	1,15	-	0,17	1,24	2,14	1,53	6,42	2,16	12,42	3,58	1,14	3,16	0,51	1,85	1,80	20,27	5,11	1,68	66,31903
TOTAL - MWH	27,03	-	4,12	26,24	38,10	30,17	116,39	41,99	284,60	60,25	23,23	57,80	11,43	33,56	34,56	400,03	90,42	33,28	1.313,19

CUADRO No. B3
INGRESO POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (USD)

RPF	TV3(MW)
DIA1	0,38
DIA2	0,36
DIA3	0,33
DIA4	0,32
DIA5	0,48
DIA6	0,38
DIA7	0,37
DIA8	0,35
DIA9	0,33
DIA10	0,31
DIA11	0,30
DIA12	0,62
DIA13	0,39
DIA14	0,22
DIA15	0,09
DIA16	-
DIA17	-
DIA18	-
DIA19	-
DIA20	-
DIA21	-
DIA22	0,08
DIA23	0,11
DIA24	0,11
DIA25	0,05
DIA26	0,08
DIA27	0,05
DIA28	0,04
DIA29	0,04
DIA30	0,04
DIA31	0,06
PROMEDIO	0,19
RPF (USD)	1.077,44

FUENTE: CENACE

CUADRO No. B4
POTENCIA A REMUNERAR EN EL MO (MW)

TV3	PRPD	PMPD	POT. A REM.
DIA1	72,59	72,00	72,00
DIA2	72,59	71,40	71,40
DIA3	72,59	71,72	71,72
DIA4	72,59	71,59	71,59
DIA5	72,59	72,26	72,26
DIA6	72,59	72,03	72,03
DIA7	72,59	71,92	71,92
DIA8	72,59	72,45	72,45
DIA9	72,59	63,33	63,33
DIA10	72,59	61,15	61,15
DIA11	72,59	63,16	63,16
DIA12	72,59	72,01	72,01
DIA13	72,59	71,85	71,85
DIA14	72,59	71,85	71,85
DIA15	72,59	26,87	26,87
DIA16	72,59	0,00	0,00
DIA17	72,59	0,00	0,00
DIA18	72,59	0,00	0,00
DIA19	72,59	0,00	0,00
DIA20	72,59	0,00	0,00
DIA21	72,59	0,00	0,00
DIA22	72,59	24,84	24,84
DIA23	72,59	73,00	72,59
DIA24	72,59	72,27	72,27
DIA25	72,59	72,30	72,30
DIA26	72,59	72,03	72,03
DIA27	72,59	71,63	71,63
DIA28	72,59	72,88	72,59
DIA29	72,59	71,03	71,03
DIA30	72,59	72,70	72,59
DIA31	72,59	72,76	72,59
PROMEDIO	72,59	54,23	54,23
POTENCIA A REMUNERAR (USD)			309.089,79

FUENTE: CENACE

CUADRO No. B5

DICIEMBRE	Pago a la Generación Obligada por Demanda (USD)	Pago a la Generación Obligada por Seguridad del Sistema (USD)	Pago a la Generación Obligada por Seguridad de Area (USD)	Pago por Generación Obligada TV3 (USD)	Pago a la Generación Forzada TV3 (USD)	RPF
DIA 1	2,00	-	-	-	-	-
DIA 2	9,59	-	-	-	-	-
DIA 3	1,20	0,02	-	-	-	-
DIA 4	0,27	0,11	-	-	-	-
DIA 5	0,01	-	-	-	-	-
DIA 6	0,09	0,03	-	-	-	-
DIA 7	0,07	-	-	-	-	-
DIA 8	0,05	0,00	-	-	-	-
DIA 9	0,32	0,02	-	0,26	-	-
DIA 10	0,32	0,14	-	-	-	-
DIA 11	0,05	0,02	-	-	-	-
DIA 12	0,07	0,00	-	-	-	-
DIA 13	0,07	-	-	-	-	-
DIA 14	0,01	-	-	-	-	-
DIA 15	2,41	0,20	-	2,37	-	-
DIA 16	-	-	-	-	-	-
DIA 17	3,18	-	-	2,59	-	-
DIA 18	0,59	-	-	0,46	-	-
DIA 19	0,08	-	-	0,06	-	-
DIA 20	1,03	-	-	0,90	-	-
DIA 21	0,64	-	-	0,58	-	-
DIA 22	1,12	0,51	-	1,49	-	-
DIA 23	0,84	-	-	-	-	-
DIA 24	1,93	0,02	-	-	-	-
DIA 25	11,52	-	-	-	-	-
DIA 26	13,21	0,01	-	-	-	-
DIA 27	17,33	-	-	-	-	-
DIA 28	9,79	0,00	-	-	-	-
DIA 29	13,45	0,71	-	-	-	-
DIA 30	15,26	-	-	-	-	-
DIA 31	4,33	0,15	-	-	-	-
TOTAL	110,81	1,95	-	8,71	-	-

DIA 3	TV1	TV2	TV3	TG4	TG5	TOTAL
AUXILIARES (MWh)	-	-	-	-	3,82	3,82

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. B6
RECONOCIMIENTO POR IVA DE COMBUSTIBLE**

EGRESO

IVA DE COMBUSTIBLE	(USD)
(1) DECLARADO POR ELECTROGUAYAS	31.698,33
(2) ESTIMADO POR CENACE	30.709,20
DIFERENCIA(1-2)	989,13
EGRESO POR IVA TV3 (USD)	196,90

MES DICIEMBRE	TV1	TV2	TV3	TG4	TG5	TOTAL
ENERGIA BRUTA (MWh)	80.803,51	35.633,01	29.152,90	-	861,07	146.450,49

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. B7
CARGOS POR INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA**

CARGO POR INTERCONEXIÓN POR EMPRESA (USD)	713,22
CARGO POR INTERCONEXIÓN TV3 (USD)	363,47

DICIEMBRE	AUXILIARES (USD)
TV1	5.088,04
TV2	-
TV3	10.182,21
TG4	-
TG5	4.709,91
TOTAL	19.980,16

FUENTE: CENACE

ANEXO C:

UNIDAD TV1

CUADRO No. C1

DIAS DE DICIEMBRE	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24	TOTAL
BRUTA (KWh)	99.216,01	77.241,61	54.432,01	53.236,81	55.252,81	110.332,82	132.379,22	132.336,02	128.041,36	130.518,16	131.106,96	130.320,36	130.315,76	130.679,16	130.646,96	130.644,66	130.308,86	131.376,06	130.610,16	130.076,56	130.115,66	129.825,86	130.465,26	130.635,46	2.800.114,52
NETA (KWh)	92.170,42	70.288,05	47.913,53	46.614,16	48.412,58	102.089,36	124.105,11	124.116,61	123.865,94	122.902,33	124.123,51	123.392,18	123.359,98	123.721,05	123.760,15	123.652,06	123.164,50	123.925,73	123.136,91	122.633,26	122.686,15	122.440,07	122.996,62	123.385,28	2.628.855,55
AUXILIARES (KWh)	7.045,59	6.953,56	6.518,48	6.622,65	6.840,22	8.243,46	8.274,11	8.219,40	4.175,43	7.615,83	6.983,45	6.928,18	6.955,77	6.958,11	6.886,81	6.992,60	7.144,35	7.450,33	7.473,25	7.443,30	7.429,51	7.385,78	7.468,64	7.250,17	171.258,97
FACTOR DE NODO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99
PRECIO DE LA ENERGIA (cUSD/KWh)	5,10	5,10	5,11	5,11	5,07	5,62	5,62	5,60	5,58	5,57	5,56	5,57	5,59	5,58	5,56	5,56	5,56	5,56	5,77	5,78	5,78	5,59	5,59	5,60	5,60
ENERGIA DE CONTRATOS MWh	89,50	68,27	46,39	45,10	46,95	99,87	121,89	121,68	120,19	119,27	120,49	119,61	119,73	119,97	119,80	119,65	116,40	116,50	117,17	117,93	118,45	117,02	119,15	120,09	2.541,06
ENERGIA DE CONTRATOS (USD)	5.369,75	4.086,33	2.783,18	2.705,98	2.817,18	5.992,19	7.313,68	7.300,56	7.211,59	7.156,30	7.229,33	7.176,51	7.183,66	7.198,02	7.188,27	7.178,92	6.983,91	6.990,09	7.030,23	7.075,58	7.106,92	7.021,36	7.149,03	7.205,29	152.463,85
ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL (MWh)	2,67	2,02	1,53	1,51	1,46	2,22	2,21	2,44	3,67	3,63	3,63	3,78	3,63	3,75	3,96	4,00	6,77	7,42	5,97	4,71	4,24	5,42	3,85	3,30	87,79
ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL (USD)	136,00	102,78	78,16	77,51	74,16	124,17	122,84	135,47	203,92	202,07	202,30	211,19	202,51	209,00	220,48	223,14	376,72	413,08	344,02	272,02	244,67	302,02	214,41	183,64	4.876,26
POTENCIA MAXIMA Y MINIMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CALIFICACION DE UNIDADES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COSTOS VARIABLES (USD/KWh)	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
INGRESO POR GENERACION OBLIGADA (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INGRESO POR GENERACION FORZADA (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL LIQUIDACION VERSION2	2.689,15	2.026,50	1.534,71	1.522,19	1.467,61	2.234,26	2.228,40	2.457,75	3.704,91	3.659,10	3.661,86	3.809,29	3.658,52	3.779,38	4.019,65	4.028,99	6.802,68	7.458,59	5.993,71	4.734,17	4.265,65	5.448,89	3.885,96	3.312,92	88.384,86
GALONES DE COMBUSTIBLE	6.214,32	4.837,97	3.409,31	3.334,45	3.460,72	6.910,61	8.291,47	8.288,76	8.019,77	8.174,90	8.211,78	8.182,51	8.182,23	8.184,99	8.182,97	8.182,83	8.161,79	8.228,64	8.180,67	8.147,24	8.149,69	8.131,54	8.171,59	8.182,25	175.383,00
GALONES EN EL MERCADO OCASIONAL	181,31	139,49	109,20	108,89	104,91	151,24	148,88	164,13	239,88	243,39	242,26	251,99	242,07	250,03	265,78	266,62	450,80	495,25	398,20	314,52	283,36	361,87	258,17	219,69	5.891,92
PRECIO DE COMBUSTIBLE (USD) CON IVA	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
PRECIO DE COMBUSTIBLE (USD) SIN IVA	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
IVA HORARIO DE COMBUSTIBLE (USD)	13,76	10,59	8,29	8,26	7,96	11,48	11,30	12,46	18,20	18,47	18,38	19,12	18,37	18,97	20,17	20,23	34,21	37,58	30,22	23,87	21,50	27,46	19,59	16,67	447,13
COMPRA DE ENERGIA AL M.O PARA CONSUMO DE AUXILIARES (KWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COMPRA DE ENERGIA AL M.O PARA CONSUMO DE AUXILIARES (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CUADRO No. C2
ENERGÍA DE LA UNIDAD TV1 ENTREGADA A CONTRATOS (MWh)
DIA 3 DE DICIEMBRE

DIA 3	AMBATO	AZOGUES	BOLIVAR	COTOPAXI	ESMERALDAS	LOS RIOS	MANABI	MILAGRO	QUITO	CENT. SUR	REG. SUR	EL ORO	RIOBAMBA	STA. ELENA	STO. DMGO	CATEG	EMELGUR	EMELNORTE	TOTAL
hora 1	1,31	-	0,41	1,73	2,98	2,05	9,04	3,12	15,22	5,02	1,52	4,32	0,55	2,79	2,51	26,39	8,13	2,40	89,49588
hora 2	0,99	-	0,32	1,38	2,29	1,62	7,03	2,39	11,19	3,88	1,16	3,30	0,33	2,16	1,93	19,66	6,78	1,86	68,27214
hora 3	0,60	-	0,23	0,97	1,57	1,10	4,85	1,67	7,58	2,66	0,80	2,25	0,23	1,49	1,33	13,17	4,59	1,28	46,38639
hora 4	0,59	-	0,22	0,96	1,50	1,08	4,78	1,64	7,43	2,63	0,79	2,22	0,23	1,46	1,30	12,73	4,26	1,28	45,09959
hora 5	0,76	-	0,25	1,07	1,58	1,13	4,94	1,71	7,99	2,74	0,85	2,27	0,28	1,49	1,34	12,86	4,25	1,43	46,95295
hora 6	2,55	-	0,59	2,53	3,12	2,38	9,85	3,50	20,25	5,57	1,88	4,59	0,93	2,87	2,80	25,16	7,91	3,38	99,86978
hora 7	3,84	-	0,50	2,94	3,71	2,90	11,46	4,13	28,32	6,54	2,21	5,19	1,41	3,15	3,44	29,66	8,38	4,11	121,89470
hora 8	3,31	-	0,37	2,74	3,74	2,79	10,91	3,94	28,48	6,62	2,18	5,19	1,09	3,02	3,29	32,25	7,97	3,77	121,67593
hora 9	2,38	-	0,44	2,64	3,50	2,69	10,33	3,65	28,28	5,88	2,05	5,26	0,91	2,82	3,10	35,34	7,48	3,45	120,19315
hora 10	2,40	-	0,29	2,33	3,30	2,61	9,76	3,43	28,02	5,62	2,03	5,10	0,77	2,74	2,90	37,50	7,17	3,30	119,27172
hora 11	2,42	-	0,21	2,30	3,23	2,64	9,86	3,46	28,24	5,60	2,03	5,09	0,73	2,75	2,88	38,55	7,25	3,25	120,48881
hora 12	1,99	-	0,20	2,27	3,19	2,60	9,85	3,45	27,74	5,54	2,01	5,08	0,75	2,79	2,85	38,80	7,30	3,20	119,60842
hora 13	2,33	-	0,19	2,25	3,19	2,58	9,99	3,45	26,71	5,23	2,01	5,02	0,73	2,83	2,86	39,65	7,65	3,06	119,72761
hora 14	2,27	-	0,20	2,31	3,14	2,63	10,10	3,53	26,17	5,03	1,99	5,04	0,75	2,82	2,88	40,37	7,70	3,01	119,96701
hora 15	2,54	-	0,17	2,31	3,15	2,70	9,98	3,57	26,19	4,84	1,89	4,73	0,75	2,80	2,92	40,43	7,78	3,05	119,80444
hora 16	2,25	-	0,18	2,27	3,10	2,72	9,99	3,63	26,29	5,03	1,88	5,00	0,82	2,79	2,78	40,05	7,88	3,00	119,64864
hora 17	2,03	-	0,13	2,20	3,16	2,71	9,91	3,61	26,16	3,61	1,83	5,11	0,84	2,78	2,89	39,72	8,06	1,64	116,39847
hora 18	1,49	-	0,44	2,14	3,30	2,72	10,05	3,70	25,65	3,66	2,04	5,21	0,92	2,88	3,14	39,41	8,23	1,52	116,50158
hora 19	2,29	-	0,63	2,46	3,48	2,88	10,36	4,08	25,38	4,46	2,26	5,19	1,49	3,06	3,38	35,29	7,74	2,75	117,17052
hora 20	2,98	-	0,72	2,51	3,43	2,90	10,47	4,15	25,45	5,41	2,53	5,20	1,84	3,12	3,40	33,00	7,81	3,01	117,92629
hora 21	3,52	-	0,67	2,34	3,49	2,70	10,59	4,15	25,67	5,46	2,49	5,31	1,75	3,20	3,39	32,97	8,09	2,67	118,44860
hora 22	2,84	-	0,35	2,13	3,57	2,83	10,72	4,05	25,08	4,84	2,34	5,43	1,48	3,31	3,33	33,67	8,51	2,55	117,02271
hora 23	2,01	-	0,30	2,10	3,79	2,78	11,09	3,92	23,91	6,18	2,15	5,66	1,20	3,35	3,30	35,74	8,51	3,17	119,15050
hora 24	2,08	-	0,31	2,24	3,87	2,77	11,63	3,91	22,49	6,48	2,06	5,72	0,92	3,35	3,26	36,70	9,25	3,04	120,08825
TOTAL - MWh	51,78	-	8,32	51,13	74,39	58,51	227,54	81,84	543,90	118,50	44,94	112,49	21,74	65,84	67,21	769,08	178,70	65,15	2.541,06

CUADRO No. C3
INGRESO POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (USD)

RPF	TV1(MW)
DIA1	-
DIA2	0,40
DIA3	0,65
DIA4	0,59
DIA5	0,86
DIA6	0,68
DIA7	0,67
DIA8	0,63
DIA9	0,80
DIA10	0,68
DIA11	0,61
DIA12	1,12
DIA13	0,84
DIA14	0,39
DIA15	0,42
DIA16	0,39
DIA17	0,41
DIA18	0,40
DIA19	0,42
DIA20	0,48
DIA21	0,66
DIA22	0,46
DIA23	0,64
DIA24	0,29
DIA25	0,14
DIA26	0,21
DIA27	0,21
DIA28	0,15
DIA29	0,10
DIA30	0,10
DIA31	0,17
PROMEDIO	0,47
RPF (USD)	2.682,11

FUENTE: CENACE

CUADRO No. C4
POTENCIA A REMUNERAR EN EL M.O. (MW)

TV1	PRPD	PMPD	POT. A REM.
DIA1	133,00	5,31	5,31
DIA2	133,00	93,42	93,42
DIA3	133,00	131,69	131,69
DIA4	133,00	131,29	131,29
DIA5	133,00	130,66	130,66
DIA6	133,00	130,88	130,88
DIA7	133,00	130,60	130,60
DIA8	133,00	131,44	131,44
DIA9	133,00	129,22	129,22
DIA10	133,00	130,03	130,03
DIA11	133,00	130,05	130,05
DIA12	133,00	130,20	130,20
DIA13	133,00	130,31	130,31
DIA14	133,00	130,31	130,31
DIA15	133,00	130,36	130,36
DIA16	133,00	130,48	130,48
DIA17	133,00	130,29	130,29
DIA18	133,00	130,41	130,41
DIA19	133,00	130,25	130,25
DIA20	133,00	130,45	130,45
DIA21	133,00	130,20	130,20
DIA22	133,00	130,27	130,27
DIA23	133,00	130,15	130,15
DIA24	133,00	130,00	130,00
DIA25	133,00	131,40	131,40
DIA26	133,00	131,18	131,18
DIA27	133,00	130,69	130,69
DIA28	133,00	131,03	131,03
DIA29	133,00	129,31	129,31
DIA30	133,00	129,90	129,90
DIA31	133,00	130,15	130,15
PROMEDIO	133,00	125,22	125,22
POTENCIA A REMUNERAR (USD)			713.773,10

FUENTE: CENACE

CUADRO No. C5

DICIEMBRE	Pago a la Generación Obligada por Demanda (USD)	Pago a la Generación Obligada por Seguridad del Sistema (USD)	Pago a la Generación Obligada por Seguridad de Area (USD)	Pago por Generación Obligada TV1 (USD)	Pago a la Generación Forzada TV1 (USD)	RPF
DIA 1	2,00	-	-	1,85	-	-
DIA 2	9,59	-	-	8,25	-	-
DIA 3	1,20	0,02	-	-	-	-
DIA 4	0,27	0,11	-	-	-	-
DIA 5	0,01	-	-	-	-	-
DIA 6	0,09	0,03	-	-	-	-
DIA 7	0,07	-	-	-	-	-
DIA 8	0,05	0,00	-	-	-	-
DIA 9	0,32	0,02	-	-	-	-
DIA 10	0,32	0,14	-	-	-	-
DIA 11	0,05	0,02	-	-	-	-
DIA 12	0,07	0,00	-	-	-	-
DIA 13	0,07	-	-	-	-	-
DIA 14	0,01	-	-	-	-	-
DIA 15	2,41	0,20	-	-	-	-
DIA 16	-	-	-	-	-	-
DIA 17	3,18	-	-	-	-	-
DIA 18	0,59	-	-	-	-	-
DIA 19	0,08	-	-	-	-	-
DIA 20	1,03	-	-	-	-	-
DIA 21	0,64	-	-	-	-	-
DIA 22	1,12	0,51	-	-	-	-
DIA 23	0,84	-	-	-	-	-
DIA 24	1,93	0,02	-	-	-	-
DIA 25	11,52	-	-	-	-	-
DIA 26	13,21	0,01	-	-	-	-
DIA 27	17,33	-	-	-	-	-
DIA 28	9,79	0,00	-	-	-	-
DIA 29	13,45	0,71	-	-	-	-
DIA 30	15,26	-	-	-	-	-
DIA 31	4,33	0,15	-	-	-	-
TOTAL	110,81	1,95	-	10,09	-	-

DIA 3	TV1	TV2	TV3	TG4	TG5	TOTAL
AUXILIARES (MWh)	-	-	-	-	3,82	3,82

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. C6
RECONOCIMIENTO POR IVA DE COMBUSTIBLE**

EGRESO

IVA DE COMBUSTIBLE	(USD)
(1) DECLARADO POR ELECTROGUAYAS	31.698,33
(2) ESTIMADO POR CENACE	30.709,20
DIFERENCIA(1-2)	989,13
EGRESO POR IVA TV1 (USD)	545,75

MES DICIEMBRE	TV1	TV2	TV3	TG4	TG5	TOTAL
ENERGIA BRUTA (MWh)	80.803,51	35.633,01	29.152,90	-	861,07	146.450,49

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. C7
CARGOS POR INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA**

CARGO POR INTERCONEXIÓN POR EMPRESA (USD)	713,22
CARGO POR INTERCONEXIÓN TV1(USD)	181,62

DICIEMBRE	AUXILIARES (USD)
TV1	5.088,04
TV2	-
TV3	10.182,21
TG4	-
TG5	4.709,91
TOTAL	19.980,16

FUENTE: CENACE

ANEXO D:

UNIDAD TG5

CUADRO No. D1

DIA 10 DE DICIEMBRE	HORA 1	HORA 2	HORA 3	HORA 4	HORA 5	HORA 6	HORA 7	HORA 8	HORA 9	HORA 10	HORA 11	HORA 12	HORA 13	HORA 14	HORA 15	HORA 16	HORA 17	HORA 18	HORA 19	HORA 20	HORA 21	HORA 22	HORA 23	HORA 24	TOTAL
BRUTA (KWh)	-	-	-	-	-	-	64.509,07	95.768,02	95.297,27	95.411,16	95.496,58	94.699,35	93.940,09	93.642,08	46.954,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	775.716,48
NETA (KWh)	-	-	-	-	-	-	62.351,74	95.108,97	94.635,99	94.713,87	94.805,04	94.050,93	93.789,34	93.521,50	46.951,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	769.928,64
AUXILIARES (KWh)	148,16	176,66	176,66	172,86	170,96	385,60	2.157,33	669,05	661,29	697,30	691,54	648,42	150,75	120,57	3,80	195,65	195,65	178,55	140,56	188,05	132,97	108,27	77,88	43,69	8.282,00
FACTOR DE NODO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,01	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	
PRECIO DE LA ENERGIA (USD/KWh)	5,62	5,62	5,23	5,23	5,65	7,53	7,55	7,58	7,79	7,73	7,71	7,70	7,70	7,72	7,73	7,73	7,75	8,03	8,02	8,01	8,03	8,04	8,06	7,56	
ENERGIA DE CONTRATOS MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERGIA DE CONTRATOS (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL (MWh)	-	-	-	-	-	-	62,35	95,11	94,64	94,71	94,81	94,05	93,79	93,52	46,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	769,93
ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL (USD)	-	-	-	-	-	-	4.688,54	7.138,97	7.327,35	7.268,66	7.265,29	7.191,08	7.184,51	7.182,99	3.629,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58.877,12
POTENCIA MAXIMA Y MINIMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CALIFICACION DE UNIDADES	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS VARIABLES (USD/KWh)	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
INGRESO POR GENERACION OBLIGADA (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INGRESO POR GENERACION FORZADA (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERGIA EN EL MERCADO OCASIONAL LIQUIDACION VERSION2	-	-	-	-	-	-	62.351,74	95.108,97	94.635,99	94.713,87	94.805,04	94.050,93	93.789,34	93.521,50	46.951,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	769.928,64
GALONES DE COMBUSTIBLE	-	-	-	-	-	-	5.730,76	8.026,32	8.004,85	8.014,72	8.032,73	7.992,49	7.935,02	7.922,09	4.516,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	66.175,10
GALONES EN EL MERCADO OCASIONAL	-	-	-	-	-	-	5.730,76	8.026,32	8.004,85	8.014,72	8.032,73	7.992,49	7.935,02	7.922,09	4.516,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	66.175,10
PRECIO DE COMBUSTIBLE (USD) CON IVA	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
PRECIO DE COMBUSTIBLE (USD) SIN IVA	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
IVA HORARIO DE COMBUSTIBLE (USD)	-	-	-	-	-	-	564,10	790,06	787,95	788,92	790,69	786,73	781,08	779,80	444,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.513,89
COMPRA DE ENERGIA AL M.O PARA CONSUMO DE AUXILIARES (KWh)	148,16	176,66	176,66	172,86	170,96	385,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	195,65	195,65	178,55	140,56	188,05	132,97	108,27	77,88	43,69	2.492,17
COMPRA DE ENERGIA AL M.O PARA CONSUMO DE AUXILIARES (USD)	8,36	9,96	9,26	9,06	9,68	29,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,19	15,25	14,40	11,35	15,15	10,74	8,74	6,30	3,31	175,93

CUADRO No. D2
INGRESO POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (USD)

RPF	TG5(MW)
DIA1	-
DIA2	-
DIA3	-
DIA4	0,01
DIA5	-
DIA6	-
DIA7	-
DIA8	-
DIA9	-
DIA10	0,17
DIA11	-
DIA12	-
DIA13	-
DIA14	-
DIA15	-
DIA16	-
DIA17	-
DIA18	-
DIA19	-
DIA20	-
DIA21	-
DIA22	-
DIA23	-
DIA24	-
DIA25	-
DIA26	-
DIA27	-
DIA28	-
DIA29	-
DIA30	-
DIA31	-
PROMEDIO	0,01
RPF (USD)	34,06

FUENTE: CENACE

CUADRO No. D3
POTENCIA A REMUNERAR EN EL MO. (MW)

TG5	PRPD	PMPD	POT. A REM.
DIA1	96,00	96,00	96,00
DIA2	96,00	96,00	96,00
DIA3	96,00	96,00	96,00
DIA4	96,00	90,07	90,07
DIA5	96,00	96,00	96,00
DIA6	96,00	96,00	96,00
DIA7	96,00	96,00	96,00
DIA8	96,00	96,00	96,00
DIA9	96,00	96,00	96,00
DIA10	96,00	58,07	58,07
DIA11	96,00	0,00	0,00
DIA12	96,00	0,00	0,00
DIA13	96,00	0,00	0,00
DIA14	96,00	0,00	0,00
DIA15	96,00	0,00	0,00
DIA16	96,00	0,00	0,00
DIA17	96,00	0,00	0,00
DIA18	96,00	0,00	0,00
DIA19	96,00	0,00	0,00
DIA20	96,00	0,00	0,00
DIA21	96,00	0,00	0,00
DIA22	96,00	0,00	0,00
DIA23	96,00	0,00	0,00
DIA24	96,00	0,00	0,00
DIA25	96,00	0,00	0,00
DIA26	96,00	0,00	0,00
DIA27	96,00	0,00	0,00
DIA28	96,00	0,00	0,00
DIA29	96,00	0,00	0,00
DIA30	96,00	0,00	0,00
DIA31	96,00	0,00	0,00
PROMEDIO	96,00	29,55	29,55
POTENCIA A REMUNERAR (USD)			168.450,32

FUENTE: CENACE

CUADRO No. D4

DICIEMBRE	Pago a la Generación Obligada por Demanda (USD)	Pago a la Generación Obligada por Seguridad del Sistema (USD)	Pago a la Generación Obligada por Seguridad de Area (USD)	Pago por Generación Obligada TG5 (USD)	Pago a la Generación Forzada TG5 (USD)	RPF
DIA 1	2,00	-	-	0,15	-	-
DIA 2	9,59	-	-	1,34	-	-
DIA 3	1,20	0,02	-	1,22	-	-
DIA 4	0,27	0,11	-	0,38	-	-
DIA 5	0,01	-	-	0,01	-	-
DIA 6	0,09	0,03	-	0,12	-	-
DIA 7	0,07	-	-	0,07	-	-
DIA 8	0,05	0,00	-	0,05	-	-
DIA 9	0,32	0,02	-	0,08	-	-
DIA 10	0,32	0,14	-	0,46	-	-
DIA 11	0,05	0,02	-	0,07	-	-
DIA 12	0,07	0,00	-	0,07	-	-
DIA 13	0,07	-	-	0,07	-	-
DIA 14	0,01	-	-	0,01	-	-
DIA 15	2,41	0,20	-	0,24	-	-
DIA 16	-	-	-	-	-	-
DIA 17	3,18	-	-	0,59	-	-
DIA 18	0,59	-	-	0,14	-	-
DIA 19	0,08	-	-	0,02	-	-
DIA 20	1,03	-	-	0,14	-	-
DIA 21	0,64	-	-	0,06	-	-
DIA 22	1,12	0,51	-	0,15	-	-
DIA 23	0,84	-	-	0,84	-	-
DIA 24	1,93	0,02	-	1,96	-	-
DIA 25	11,52	-	-	11,52	-	-
DIA 26	13,21	0,01	-	13,22	-	-
DIA 27	17,33	-	-	17,33	-	-
DIA 28	9,79	0,00	-	9,79	-	-
DIA 29	13,45	0,71	-	14,15	-	-
DIA 30	15,26	-	-	15,26	-	-
DIA 31	4,33	0,15	-	4,48	-	-
TOTAL	110,81	1,95	-	93,95	-	-

DIA 10	TV1	TV2	TV3	TG4	TG5	TOTAL
AUXILIARES (MWh)	-	-	-	-	2,49	2,49

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. D5
RECONOCIMIENTO POR IVA DE COMBUSTIBLE**

EGRESO

IVA DE COMBUSTIBLE	(USD)
(1) DECLARADO POR ELECTROGUAYAS	31.698,33
(2) ESTIMADO POR CENACE	30.709,20
DIFERENCIA(1-2)	989,13
EGRESO POR IVA TG5 (USD)	5,82

MES DICIEMBRE	TV1	TV2	TV3	TG4	TG5	TOTAL
ENERGIA BRUTA (MWh)	80.803,51	35.633,01	29.152,90	-	861,07	146.450,49

FUENTE: CENACE

**CUADRO No. D6
CARGOS POR INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA**

CARGO POR INTERCONEXIÓN POR EMPRESA (USD)	713,22
CARGO POR INTERCONEXIÓN TG5 (USD)	168,13

DICIEMBRE	AUXILIARES (USD)
TV1	5.088,04
TV2	-
TV3	10.182,21
TG4	-
TG5	4.709,91
TOTAL	19.980,16

FUENTE: CENACE

ANEXO E:
INGRESOS NETOS

CUADRO No. E1

EED (GWh)	Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	TOTAL
Ambato	4.425,07	8.576,37	4.498,42	1.714,66	1.755,00	1.572,45	1.159,33	-	1.386,94	2.735,87	3.268,39	4.048,03	35.140,53
Azogues	203,31	239,33	323,58	1.087,71	459,38	1.512,21	64,34	558,81	141,78	-	-	-	4.590,46
Bolivar	301,43	321,46	270,75	190,96	252,34	152,93	161,69	-	213,35	385,49	339,29	483,65	3.073,33
Cotopaxi	-	-	-	-	-	-	-	-	1.023,49	2.683,50	2.198,33	2.828,39	8.733,70
El Oro	3.174,57	3.388,97	2.932,10	2.042,40	2.671,69	1.524,31	-	-	2.281,16	5.439,61	4.655,06	6.200,74	34.310,61
CATEG	-	-	-	-	-	-	-	-	15.015,99	31.609,39	28.664,30	37.689,61	112.979,28
EMELGUR	-	-	-	-	-	-	-	-	3.943,57	9.467,54	7.713,98	10.393,46	31.518,55
Esmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	1.599,25	3.814,03	3.163,24	4.173,32	12.749,85
Los Rios	-	-	-	-	-	-	-	-	1.146,57	2.748,78	2.360,15	3.113,47	9.368,98
Milagro	-	-	-	-	-	-	-	-	1.651,47	3.942,37	3.360,68	4.419,56	13.374,08
Peninsula Sta. Elena	-	-	-	-	-	-	-	-	1.285,66	3.165,16	2.662,07	3.600,46	10.713,35
Quito	70.339,25	100.190,37	30.096,99	4.358,06	5.875,93	2.695,38	3.752,65	12.993,22	21.139,15	27.118,98	21.723,67	26.388,81	326.672,48
Regional Centro Sur	9.752,07	9.543,88	11.075,82	1.986,80	1.344,24	179,47	995,03	2.256,58	3.169,18	6.473,34	4.879,57	6.505,03	58.161,00
Regional Manabi	14.880,00	13.440,00	14.880,00	14.400,00	14.880,00	14.400,00	14.880,00	14.880,00	11.130,41	10.729,90	9.274,08	12.216,12	159.990,52
Regional Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	1.568,10	3.302,44	2.601,45	3.277,42	10.749,41
Regional Sur	1.145,00	1.181,27	1.036,79	729,59	980,69	596,27	630,13	767,96	1.094,13	1.956,52	1.661,80	2.271,97	14.052,14
Riobamba	3.408,75	6.542,55	3.660,12	2.372,29	2.513,31	1.649,84	2.737,79	2.265,04	1.575,26	1.045,71	914,61	1.193,98	29.879,25
Santo Domingo	-	-	-	-	-	-	-	-	1.439,26	3.449,97	2.930,57	3.666,89	11.486,68
TOTAL	107.629,45	143.424,20	68.774,57	28.882,46	30.732,59	24.282,86	24.380,95	33.721,61	70.804,75	120.068,61	102.371,24	132.470,91	887.544,20

CUADRO No. E2

EED (USD)	Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	TOTAL
Ambato	240.799,82	486.774,91	240.928,68	91.900,11	93.014,77	83.720,24	61.444,30	-	83.216,44	164.152,45	196.103,30	242.882,07	1.984.937,09
Azogues	11.364,14	13.570,08	18.232,64	58.736,32	24.806,68	81.659,60	3.474,25	30.175,75	7.656,27	-	-	-	249.675,75
Bolivar	18.989,98	20.252,07	17.057,17	12.030,28	15.897,68	9.634,43	10.186,36	-	12.801,21	23.129,13	20.357,47	29.018,78	189.354,57
Cotopaxi	-	-	-	-	-	-	-	-	61.409,51	161.009,70	131.899,55	169.703,44	524.022,22
El Oro	199.997,86	213.505,26	184.722,02	128.671,43	168.316,57	96.031,26	-	-	136.869,40	326.376,84	279.303,76	372.044,55	2.105.838,94
CATEG	-	-	-	-	-	-	-	-	900.959,38	1.896.563,13	1.719.857,79	2.261.376,32	6.778.756,62
EMELGUR	-	-	-	-	-	-	-	-	236.614,45	568.052,24	462.839,02	623.607,49	1.891.113,20
Esmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	95.955,28	228.842,01	189.794,55	250.399,22	764.991,07
Los Rios	-	-	-	-	-	-	-	-	68.794,42	164.926,98	141.609,09	186.808,16	562.138,64
Milagro	-	-	-	-	-	-	-	-	99.088,45	236.542,01	201.640,79	265.173,52	802.444,77
Peninsula Sta. Elena	-	-	-	-	-	-	-	-	77.139,80	189.909,58	159.723,93	216.027,63	642.800,93
Quito	4.220.355,15	6.011.492,27	1.806.384,94	261.483,41	352.556,04	161.722,90	225.158,98	779.593,46	1.268.429,87	1.627.139,06	1.303.420,40	1.583.328,87	19.601.065,36
Regional Centro Sur	516.859,57	505.825,40	587.020,64	105.300,41	71.244,71	9.511,83	52.736,52	119.598,56	186.462,52	388.400,37	292.774,08	390.301,78	3.226.036,39
Regional Manabi	980.645,27	994.689,58	920.775,34	885.971,84	907.680,00	880.414,22	907.525,11	906.069,34	675.383,68	643.794,17	556.444,81	732.967,21	9.992.360,57
Regional Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	94.085,85	198.146,43	156.087,21	196.645,26	644.964,75
Regional Sur	66.410,16	68.513,75	60.133,86	42.315,95	56.880,17	34.583,79	36.547,81	44.541,59	65.016,26	117.391,42	99.707,82	136.318,40	828.361,00
Riobamba	194.881,54	399.081,93	196.011,41	125.731,23	133.205,59	87.441,46	145.102,65	120.047,25	89.688,93	62.742,75	54.876,59	71.638,78	1.680.450,12
Santo Domingo	-	-	-	-	-	-	-	-	86.355,67	206.998,21	175.833,94	220.013,25	689.201,07
TOTAL	6.450.303,51	8.713.705,26	4.031.266,69	1.712.140,98	1.823.602,21	1.444.719,73	1.442.175,99	2.000.025,96	4.245.927,39	7.204.116,49	6.142.274,10	7.948.254,74	53.158.513,06

CUADRO No. E3

ENERGIA EN EL M.O (MWh)	Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	TOTAL
TV1	5.483,33	1.240,51	9.115,87	26.795,29	42.108,12	27.391,61	16.466,14	15.187,74	13.301,70	2.268,07	2.002,23	2.446,98	163.807,60
TV2	15.493,55	7.718,16	24.035,58	18.884,39	28.086,20	1.004,28	6.834,89	21.618,06	9.235,41	1.198,63	970,84	969,52	136.049,51
TV3	25.114,05	14.908,18	34.516,68	19.909,19	23.445,55	21.132,85	29.246,71	22.176,61	-	389,04	928,63	830,24	192.597,72
TG4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TG5	19.735,92	35.203,02	54.851,56	28.103,40	-	-	-	7.421,31	15.191,12	28.906,37	15.843,67	854,11	206.110,48
TOTAL	65.826,85	59.069,87	122.519,69	93.692,26	93.639,87	49.528,74	52.547,74	66.403,72	37.728,23	32.762,11	19.745,37	5.100,85	698.565,30

ENERGIA M.O (USD)	Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	TOTAL
TV1	291.218,91	72.981,44	678.732,73	1.363.463,99	2.179.364,82	1.192.033,85	729.858,86	790.257,81	688.523,43	144.848,42	60.915,33	119.097,47	8.311.297,06
TV2	1.053.722,69	537.719,16	1.822.751,40	1.122.785,56	1.545.631,64	73.971,15	554.066,76	1.385.818,59	508.559,77	76.140,19	37.508,86	51.974,97	8.770.650,73
TV3	1.806.732,64	1.145.906,96	2.603.907,17	1.133.165,77	1.321.056,20	1.095.862,08	1.870.986,92	1.594.940,61	0,00	23.178,03	36.121,84	40.062,69	12.671.920,92
TG4	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	0,00
TG5	1.544.743,43	2.923.550,87	4.212.101,16	1.662.169,15	0,00	0,00	0,00	559.626,01	1.130.981,42	1.977.595,22	927.558,74	63.969,07	15.002.295,06
TOTAL	4.696.417,67	4.680.158,42	9.317.492,46	5.281.584,47	5.046.052,66	2.361.867,08	3.154.912,54	4.330.643,02	2.328.064,63	2.221.761,86	1.062.104,77	275.104,19	44.756.163,78

CUADRO No. E4

		INGRESO NETO AÑO 2007													
		Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07	TOTAL	
INGRESOS															
ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA, MWh															
ENERGÍA NETA PARA LA VENTA, MWh															
POTENCIA, MW-MES															
Ingresos		176.961.83	198.397.28	197.533.67	129.617.05	133.820.59	80.757.27	83.081.33	106.394.78	114.411.49	161.350.95	130.447.96	146.450.49	1.659.224.69	
Mercado Ocasional		167.971.59	189.036.48	189.859.85	122.192.61	124.372.47	73.687.31	76.815.61	99.937.05	108.070.00	152.830.72	122.116.60	137.571.76	1.564.462.05	
		278.35	304.93	275.11	273.92	243.60	177.58	158.92	255.84	247.83	292.09	321.22	275.09	258.71	
Energía	Venta de Energía en el Mercado Ocasional	4.696.417.67	4.690.158.42	9.317.492.46	5.281.584.47	5.046.052.66	2.361.867.08	3.154.912.54	4.330.643.02	2.328.064.63	2.221.761.86	1.062.104.77	275.104.19	44.756.163.78	
	Generación Obligada	264.384.88	235.400.71	527.178.00	1.397.077.96	903.468.27	1.057.317.69	520.342.60	589.739.48	361.957.04	529.434.95	1.470.034.35	496.981.25	8.353.317.18	
	Generación Forzada	557.84	-	2.278.18	241.773.74	117.388.37	128.846.68	42.032.44	25.091.34	35.463.39	24.773.32	60.911.50	99.265.41	778.382.20	
	Reactivos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Arranque & parada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Por Reconocimiento Combustibles, Reg. 003/O3	399.818.13	450.447.36	862.478.26	644.992.60	543.930.39	286.258.47	306.844.16	407.290.91	259.831.33	271.583.87	172.740.05	31.698.33	4.637.913.85	
	RPF	8.941.02	18.895.24	12.693.83	5.506.35	7.950.46	4.500.11	4.340.28	5.248.36	4.181.12	5.591.53	2.649.12	4.971.71	85.469.11	
	Total por Energía en Mercado Ocasional	5.370.119.54	5.384.901.73	10.722.120.72	7.570.935.12	6.618.790.15	3.838.790.02	4.028.472.02	5.358.013.11	2.989.497.50	3.053.145.54	2.768.439.78	908.020.88	58.611.246.13	
Potencia	Venta de potencia en el Mercado Ocasional	1.586.620.49	1.738.073.83	1.568.113.52	1.561.369.14	1.388.509.21	1.012.204.65	905.871.68	1.458.289.52	1.412.653.46	1.664.938.63	1.830.968.37	1.568.031.53	17.695.644.02	
	Total por Potencia en Mercado Ocasional	1.586.620.49	1.738.073.83	1.568.113.52	1.561.369.14	1.388.509.21	1.012.204.65	905.871.68	1.458.289.52	1.412.653.46	1.664.938.63	1.830.968.37	1.568.031.53	17.695.644.02	
Contrato	Venta de energía en contrato	6.450.303.51	8.713.705.26	4.031.266.69	1.712.140.98	1.823.602.21	1.444.719.73	1.442.175.99	2.000.025.96	4.245.927.39	7.204.116.49	6.142.274.10	7.948.254.74	53.158.513.06	
	Venta potencia en contrato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Total Ingreso por Contrato	6.450.303.51	8.713.705.26	4.031.266.69	1.712.140.98	1.823.602.21	1.444.719.73	1.442.175.99	2.000.025.96	4.245.927.39	7.204.116.49	6.142.274.10	7.948.254.74	53.158.513.06	
Gastos Operativos															
Mercado Ocasional		26.209.96													
	Auxiliares	24.806.55	5.037.20	23.929.95	38.064.16	104.71	5.656.15	24.399.65	19.024.55	23.357.74	21.363.45	2.988.79	19.980.16	208.713.05	
	Generación Obligada	143.03	2.41	336.93	1.056.99	2.42	14.28	190.33	301.12	434.43	337.49	169.78	112.76	3.101.97	
	Generación Forzada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Regulación Primaria de Frecuencia	-	-	-	2.091.71	-	-	-	-	-	-	-	-	2.091.71	
	Por Reconocimiento Combustibles, Reg. 003/O3	20.428.33	61.896.85	6.728.30	5.291.72	8.08	780.98	1.498.01	1.861.82	2.417.80	1.467.14	204.09	989.13	103.572.23	
	Total de Gastos Operativos en el Mercado Ocasional	45.377.91	66.936.46	30.995.18	46.504.57	115.21	6.451.41	26.087.99	21.187.49	26.209.96	23.168.08	3.362.67	21.082.04	317.478.96	
Ajustes	Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	182.67	
		8.270.69	1.442.68	161.69	85.318.33	270.84	-	-	-	39.522.98	1.422.34	-	270.72	40.551.25	
		251.69	115.868.14	530.19	76.52	645.79	-	-	-	129.86	237.67	8.331.50	216.70	111.636.98	
		1.502.38	6.071.93	384.26	30.22	143.11	-	-	-	35.536.00	-	-	832.11	41.720.61	
		-	235.96	-	24.32	686.95	-	-	-	-	-	-	10.78	936.45	
		-	-	-	-	72.07	-	-	-	-	-	-	63.18	135.25	
		-	-	-	-	9.28	-	-	-	-	-	-	241.07	250.35	
		-	-	-	-	191.19	-	-	-	-	-	-	2.302.02	2.493.21	
		-	-	-	-	556.42	-	-	-	-	-	-	1.525.15	2.081.56	
	Ajuste a Facturación	7.020.00	123.146.80	307.61	85.340.31	1.080.44	-	-	-	4.116.84	1.660.01	3.831.50	2.572.94	196.978.90	
Interconexión															
	Cargos por la Interconexión con Colombia	12.605.91	14.659.56	2.112.46	861.80	1.81	372.83	1.325.18	897.75	3.395.67	265.62	89.60	713.22	37.301.42	
	Total Otros	12.605.91	14.659.56	2.112.46	861.80	1.81	372.83	1.325.18	897.75	3.395.67	265.62	89.60	713.22	37.301.42	
Contrato															
	Energía Comprada en el M.O. para cubrir contratos	458.387.78	1.187.146.81	116.071.05	33.612.03	-	10.430.34	6.366.92	8.380.36	24.997.12	-	-	-	1.845.392.40	
	Total de Gastos Operativos en el Contrato	458.387.78	1.187.146.81	116.071.05	33.612.03	-	10.430.34	6.366.92	8.380.36	24.997.12	-	-	-	1.845.392.40	
	TOTAL NETO	12.897.691.94	14.444.791.21	16.172.014.63	10.678.126.52	9.831.864.98	6.278.459.82	6.342.739.60	8.785.863.00	8.597.592.44	11.897.106.94	10.742.061.49	10.399.938.96	127.068.251.53	
	TOTAL SPOT EMPRESA:	74.106.717.37													
	TOTAL CONTRATOS:	53.158.513.06													
	TOTAL AJUSTES	-196.978.90													
	TOTAL FACTURADO (SPOT + CONTRATO) :	127.068.251.53													

ANEXO F:

MERCADO ELÉCTRICO ANALIZADO EN LA

TESIS CON EL ACTUAL MERCADO.

ANTECEDENTES

En el Ecuador los inicios de la energía eléctrica comenzaron con sistemas aislados para luego llegar a la integración vertical de todo el sector eléctrico ecuatoriano, el cual comenzó su funcionamiento con un modelo verticalmente integrado de propiedad Estatal en el año de 1961 con la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (**INECEL**) único organismo gubernamental encargado de realizar la generación, transmisión, y distribución, de la energía eléctrica, así como único responsable del correcto y efectivo suministro de energía a nivel nacional. Además de ser propietario de los organismos de generación y transmisión, poseía acciones en todas las empresas distribuidoras del servicio eléctrico. Este presenta una primera etapa de desarrollo con la promulgación de la Ley Básica de Electrificación (**LBE**) de 1973, la cual se mantuvo en vigencia durante algunos años.

La necesidad del Estado Ecuatoriano de tomar acciones de modernización en el sector energético, y terminar con la acción monopolista del INECEL, hizo posible que el 18 de septiembre de 1996, el honorable Congreso Nacional, apruebe la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (**L.R.S.E**) la cual sustituyó a la (LBE), cambio que se produce debido al ingreso de inversión privada al sistema, así como las actividades de importación y exportación de energía, además de fomentar la competitividad entre sus integrantes, debido a que garantiza una mayor y mejor calidad del servicio, obteniendo de igual forma un sistema con un alto grado de eficiencia y eficacia, tanto de generación, transmisión, y distribución, como de comercialización y continuidad de suministro de energía eléctrica, para los Grandes consumidores, y usuarios comunes.

Con la aprobación de la mencionada ley se crean dos organismos de control: El Centro Nacional de Control de Energía (**CENACE**) responsable de las operaciones técnicas,

comerciales, y financieras, del nuevo **Mercado Eléctrico Mayorista** y El Consejo Nacional de Electricidad (**CONELEC**) Organismo gubernamental responsable de la planeación, regulación, concesión, tarifación y supervisión del sector eléctrico, bajo los principios de eficiencia, transparencia y equidad; además se establece el **FONDO DE SOLIDARIDAD**, como organismo poseedor de la totalidad de las acciones de las empresas distribuidoras, así como de las instalaciones de generación y transmisión.

Con la reestructuración del Sector Eléctrico se conforma el MEM con los AGENTES que participan en él, esto es los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores, para lo cual se establecen regulaciones y reglamentos pertinentes.

MERCADO ELÉCTRICO ACTUAL

Al cabo de más de 10 años de la aprobación de esta la L.R.S.E, no se han obtenido los resultados esperados, debidos a factores como las características propias del modelo de costos marginales, que no permitieron la aplicación correcta de dicho modelo, y al contrario se ha incurrido en múltiples problemas, entre los que se encuentran principalmente:

- Deudas crecientes e Ilíquidez del todo el sector;
- Tarifas que no cubren los costos reales;
- Política indiscriminada de subsidios;
- Inversiones casi nulas en generación;
- Administración con problemas;
- Pérdidas excesivas de energía.

Con la intención de eliminar los diferentes problemas ocasionados a lo largo del funcionamiento del modelo de mercado de costos marginales, las distorsiones que se presentaban en el sector, El Estado reestructura el sector eléctrico donde busca dar solución a los diferentes problemas existentes, con el objetivo de dejar un modelo económico neoliberal de competencia entre los actores del sector eléctrico, para pasar a un modelo más equitativo, y obtener una reducción de tarifas a los usuarios e importantes inversiones, así como la recuperación de empresas distribuidoras, que técnicamente se encuentran quebradas, y un mayor control del Gobierno en el sector.

En consecuencia de ello, el Estado a través de la Asamblea Constituyente del año 2008 emitió el Mandato Constituyente No. 15 y publicado en el Registro Oficial número 393 del 31 de julio de 2008, se fusionaron las compañías anónimas ELECTROGUAYAS S.A., HIDROAGOYAN S.A., HIDROPAUTE S.A., TRANSELECTRIC S.A., TERMOPICHINCHA S.A., Y TERMOESMERALDAS S.A., para crear la CORPORACION ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC SOCIEDAD, la cual regularizó su funcionamiento a través de la Superintendencia de Compañías el 13 de febrero del 2009, que se constituyó por la fusión de las empresas generadoras, convirtiéndolas en Unidades de Negocio.

Se excluyó a Hidropastaza por estar inmersa en el litigio legal que enfrenta el proyecto hidroeléctrico San Francisco.

Las empresas fusionadas tenían como accionista mayoritario de su patrimonio al Fondo de Solidaridad, que adoptó esta medida acogiendo a la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 de 23 de julio de 2008 a fin de “lograr una mejor administración de los sectores estratégicos”

Es de indicar que con la publicación del Mandato Constituyente No. 15, el CONELEC procedió a emitir la Regulación No. CONELEC 006/08 “APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15”, en la cual se estableció el nuevo modelo del mercado eléctrico a partir de agosto de 2008. Posteriormente, en noviembre de ese mismo año, el CONELEC publica la Regulación No. CONELEC 013/08 “REGULACIÓN COMPLEMENTARIA No. 1 PARA LA APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15”, donde se hace un complemento a la regulación anteriormente citada y en especial a los temas relacionados con el funcionamiento del MEM.

Estas regulaciones entre otros, disponía la nueva firma de contratos con todas las empresas de distribución, donde toda la energía que se venda, debería ser en proporción a la demanda regulada de éstas empresas de distribución. En consecuencia de aquello, CELEC S.A. firmo contratos de compra-venta tanto con las empresas eléctricas fusionadas en la CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN CNEL S.A. (Milagro, El Oro, EMELGUR, Bolívar, Santa Elena, Esmeraldas, Los Ríos, Manabí, Santo Domingo y Sucumbíos) a si como con las empresas “privadas” de distribución (Quito, Centro Sur, Azogues, Riobamba, Ambato, Cotopaxi, Regional del Sur, Regional del Norte, CATEG).

CNEL, el 10 de marzo de 2009 tiene los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, luego de suscribir un contrato de licencia con el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), en Quito.

CNEL formalizó su funcionamiento en reemplazo de varias empresas distribuidoras, propiedad del Fondo de Solidaridad, que fueron fusionadas en una sola y que se presentarán por fines administrativos- como gerencias regionales

La decisión del Fondo de fusionar empresas y la actuación del CONELEC se ajustan a las disposiciones emanadas por el Mandato Constituyente 15, del 23 de julio de 2008, que en su

transitoria tercera, faculta la fusión de empresas del Sector y determina que el ente Regulador facilite los mecanismos para su consecución.

El país cuenta con 19 distribuidoras eléctricas, pero no todas ingresaron a la compactación “por ser eficientes”.

Uno de los beneficios de la nueva empresa, es la reposición de un transformador en Manabí, aprovechando la disponibilidad de insumos de otras Regionales, cuando antes de la fusión la empresa carecía de equipos y no podía solventar estos inconvenientes

El régimen actual de Gobierno con la intención es un nuevo modelo de gestión más ágil, apegado a las disposiciones gubernamentales y sin rastro de las deudas (hacia las generadoras) que agobian a las distribuidoras, entre otras decidió, realizar un cruce de deudas entre las firmas estatales que participaban en el mercado eléctrico,

Las regulaciones y disposiciones que se consideraron para los cálculos de los ingresos y egresos correspondientes al año 2007 realizados en este trabajo, también fueron considerados para los cálculos correspondiente al año 2008 hasta marzo de 2009, puesto que con la publicación del Mandato Constituyente No. 15, el CONELEC procedió a emitir la Regulación 006/08 y 013/08 mencionadas anteriormente”, donde se hace un complemento a la regulación anteriormente citada y en especial a los temas relacionados con el funcionamiento del MEM.

Estas regulaciones entre otros, disponía la nueva firma de contratos con todas las empresas de distribución, donde toda la energía que se venda, debería ser en proporción a la demanda regulada de éstas empresas de distribución. En consecuencia de aquello, CELEC S.A. firmo contratos de compra-venta tanto con las empresas eléctricas fusionadas en CNEL S.A.

(Milagro, El Oro, EMELGUR, Bolívar, Santa Elena, Esmeraldas, Los Ríos, Manabí, Santo Domingo y Sucumbíos) a si como con las empresas “privadas” de distribución (Quito, Centro Sur, Azogues, Riobamba, Ambato, Cotopaxi, Regional del Sur, Regional del Norte, CATEG).

En cumplimiento a lo dispuesto en el mandato anteriormente citado, la Regulación No. CONELEC 006/08 “APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15”, dispuso la reliquidación de rubros en el Mercado Eléctrico Mayorista para el año 2008, la cual fue realizada y publicada por CENACE en el año 2009 para que los agentes del mercado revisen y realicen las observaciones si las tuviesen, estas reliquidaciones ya fueron oficializadas, quedando pendiente la reliquidación del periodo enero-marzo/09.

Con estos antecedentes, se puede indicar que las transacciones económicas en el Mercado eléctrico, están relacionadas con las ventas realizadas en el Mercado de Contratos y en el Mercado Ocasional donde los ingresos y egresos son los siguientes:

Ingresos:

Las transacciones en el Mercado Contratos durante el periodo enero-marzo, aun estaban vigentes los contratos antiguos, donde el precio de contrato era de 60 USD/MWh. Desde el 1 de abril de 2009, están en vigencia los contratos regulados siendo el precio de contrato diferente para cada unidad de generación, es decir, a su costo variable de producción y costo fijo.

- Energía Vendida en contratos periodo enero-marzo/09 (contratos antiguos y sujetos a reliquidación).
- Energía Vendida en contratos regulados (vigente desde el 1 de abril/09)
- Ingresos por costo fijo en los contratos regulados (vigente desde el 1 de abril/09)

- Energía Activa vendida en el Mercado Ocasional (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09, desaparece desde abril 09)
- Generación Obligada (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09, desaparece desde abril 09)
- Generación Forzada (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09, desaparece desde abril 09),
- Energía Reactiva y Potencia,
- Potencia Remunerable (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09, desaparece desde abril 09),
- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09),
- IVA del Combustible (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09, desde abril 09 considera todo lo consumido para el calculo de éste rubro),
- Sobrecostos por la generación de pruebas
- Interconexión (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09)
- Ajustes.

Egresos:

Los rubros considerados en los egresos por Mercado Ocasional, son los siguientes:

- Generación Obligada (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09),

- Generación Forzada (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09),
- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF),
- Sobrecostos por la generación de pruebas,
- IVA del Combustible (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09),
- Consumo de Auxiliares (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09),
- Interconexión (sujeta a reliquidación periodo enero-marzo/09),
- Ajustes.

De acuerdo a lo indicado anteriormente se puede indicar los rubros que se apegan al marco legal vigente.

Cargo variable:

Siguiendo el marco legal vigente para el cálculo del cargo variable se lo realiza conforme a la energía comercializada por parte de los generadores que tienen contratos regulados, debe ser vendida a todas las empresas distribuidoras en proporción a su demanda real media, para el caso de los generadores termoeléctricos, esta energía deberá ser valorada a costo variable de producción correspondiente, dependiendo del costo variable respectivo a la potencia de despacho.

Cargo Fijo:

La metodología de cálculo del Costo Fijo, toma como base:

- a) El Costo Fijo teórico (obtenido como un promedio mensual del Costo Fijo Anual declarado al CONELEC)
- b) La potencia efectiva de cada central de generación en el mes

c) La Potencia Disponible en el mes de cada central (obtenida como la suma de los promedios diarios de cada unidad de generación que conforman cada central). La liquidación del Costo Fijo, el cual es obtenido multiplicando el costo fijo teórico por la relación entre la potencia disponible y la potencia efectiva para cada central de generación.

Regulación Primaria de Frecuencia:

En el artículo 18 del proyecto del reglamento del Mercado Eléctrico Mayorista indica que el precio unitario de potencia corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco. Actualmente esta potencia RPF ya no es remunerada con el precio de 5,7 USD/Kw.-mes

Reconocimientos de combustibles:

La declaración de los costos variables de producción (CVP), que realicen los generadores termoeléctricos, no considerara el impuesto al valor agregado (IVA) del combustible

La devolución de ese valor, será realizada junto con la liquidación que realice el CENACE en función de la producción de los generadores, considerando los siguientes criterios:

- a. Para la generación escindida y para los generadores con contratos regulados, el reconocimiento se lo realizará con la energía bruta.
- b. Para los generadores que no disponen de contratos regulados, el reconocimiento se lo realizará con la energía neta entregada al mercado de diferencias.
- c. Para los generadores que tienen parte de su producción en contratos regulados, el reconocimiento se lo realizará en función de la energía neta comprometida en esos contratos.

Compra de auxiliares:

Los generadores que no hayan sido despachados por el CENACE, pero que consuman energía eléctrica para alimentar sus auxiliares, pagarán dicho consumo valorado con el costo horario de la energía.

Sobrecostos:

La generación con contratos regulados y la generación de las empresas que prestan el servicio público de distribución y comercialización no producen sobrecostos para el sistema

Para el caso de las transacciones internacionales de electricidad, los sobrecostos se calcularán sobre la base de la normativa vigente al momento de la aprobación de la regulación 004/09 “REGULACIÓN COMPLEMENTARIA No.2 PARA LA APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15”, o la que sustituya, y serán cubiertos por las distribuidoras en forma proporcional a su demanda.

Cálculo de la PRPD:

El procedimiento de cálculo de la PRPD se lo realizará sobre la base de lo que establece la Regulación CONELEC 003/04 “CALCULO DE LA POTENCIA REMUNERABLE PUESTA A DISPOSICIÓN” Incorporado primero los generadores que disponen de contratos regulados. La diferencia para cubrir la demanda mas la reserva, será cubierta por los generadores que no disponen de contratos regulados.

BIBLIOGRAFÍA

1. Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.
2. Regulación No. CONELEC - 005/06 “Sistema de Medición Comercial-SISMEC del Mercado Eléctrico Mayorista”.
3. Regulación No. CONELEC - 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva en el Mercado Eléctrico Mayorista”.
4. Regulación CONELEC 007/00 “Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista”.
5. Regulación CONELEC 003/04 “Calculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición”.
6. Regulación CONELEC 003/03 “Declaración de Costos Variables de Producción” y su correspondiente procedimiento de aplicación.
7. Regulación CONELEC 002/00 “Restricciones e Inflexibilidades Operativas”.
8. Ley Reformatoria de la ley de régimen del sector Eléctrico
9. Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). www.conelec.gov.ec
10. Mandato Eléctrico Aprobado por la Asamblea Constituyente del Ecuador en el año 2008.