“Calculo de las Transacciones de Energía y Potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista y su Evaluación Contable”

Autores:
Johanna Alicia Suárez Chimbo
Ryan Rodrigo Gallardo Jaén
Coautor:
Director: Dr. Cristóbal Mera Gencon
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación
Escuela Superior Politécnica del Litoral
Campus Gustavo Galindo, Km. 30.5 vía perimetral
Apartado 09 - 01 – 5863. Guayaquil, Ecuador
Emails:
jalicsuarez@hotmail.com
rgallardoj@yahoo.com
cmera@espol.edu.ec

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, considerando las condiciones hidrológicas, características operativas, sistema de medición comercial y penalizaciones.
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.
Palabras claves:
Regulaciones y procedimientos del CONELEC, MEM.

Abstract

This thesis establishes the procedures and calculations for energy’s purchase and sales in the Wholesale Electrical Market (WEM) for thermal power plants, and these based on the information and calculations published by CENACE for verification and monitoring of power production supplied by generators in the market with economic assessment for hourly, daily and monthly, considering the hydrological conditions, operational characteristics and commercial measurement system and penalties. The CENACE makes the daily settlement process for energy and power, which after its publication and review by MEM members, proceed to calculate the total values for spot (daily) market and additional services provided WEM. Those services must be charged or paid for the different members to the electrical market.
The CENACE as Manager Business Transactions in the WEM, determines in the end of each month, the economic values that each agent must be charged or paid for their participation in the electrical market.

1. Introducción.

El calculo de las transacciones de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se las obtiene 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.

2. Conceptos Generales.

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, además vigila el cumplimiento de contratos.
Consumo Propio o Auxiliar: Incluye el consumo en servicios internos de las centrales y las pérdidas en transformación principal.(transformadores de las centrales).
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.
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.
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.
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.

3. Mercado Eléctrico Mayorista

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 Energía (CENACE).
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 directamente de generadores o del MEM.

4. Proceso para las transacciones de energía y potencia

El CENACE realiza el proceso de 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, además 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.

Datos para medición de energía (Bruta, Neta, Auxiliares):

La Regulación No. CONELEC 005/06 “Sistema de Medición Comercial–SISMEC del Mercado Eléctrico Mayorista” 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. Los equipos de medición de energía deben estar 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. Los 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.

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 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.

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 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). 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 es la siguiente:
Energía Neta = (C1cuarto 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 es cero.
Energía Neta = 0; si: (C1 cuarto de hora - C2 cuarto de hora) < 0
De 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.

Calculo de la 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, además tiene las siguientes condiciones para su cálculo:
Condición 1: Se la ejecuta sí, la energía bruta es mayor a cero y la 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 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 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:
Auxiliares externos h1 = (Aux totalesh1) – abs (E brutah1- E netah1)
h = Hora.

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 distribuidoras.
- Generadores y grandes consumidores.
- Distribuidores y grandes consumidores; si hay comercializadores entonces se celebraran contratos a plazo entre Generadores y comercializadores; y Comercializadores y grandes consumidores.

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.

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.

Calculo de energía para el mercado ocasional (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.

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.

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.

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. 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.

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.

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.

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.

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.

Cumplimiento de la reserva primaria de frecuencia:
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.

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"

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.

5. Calculo de las transacciones de energía y potencia de las unidades de generación de Electroguayas 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.

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

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.

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.

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.

Energía y Potencia Reactiva:
La generación de reactivos no ha sido posible puesto que la unidad TG4 estuvo indisponible para la fecha de análisis.

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.

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.

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.

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.
Por lo expuesto anteriormente, se muestra en el cuadro 1. la facturación en contratos y mercado ocasional para el año 2007 por unidad de generación.

	MERCADO DE CONTRATOS	MERCADO OCASIONAL O SPOT									
UNIDAD	Venta en Contratos	Energia Vendida en el M.O.	Generación Obligada	Generación Forzada	Energia y Potencia Reactiva	Potencia Remunerable	RPF	IVA del Combustible	Ajustes	TOTAL	TOTAL CONTRATO Y SPOT
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 1. Ingresos en el M.C. Y M.O. por Unidad de Generación (miles de USD)

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 acordes 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.

A continuación se presenta en el siguiente cuadro 2. Los egresos en el mercado ocasional por unidad de generación y por tipo de rubro

UNIDAD	Por compra de energia en el M.O. (Contratos)	Por Generacion Obligada	Por Generacion 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**

Cuadro 2. Egresos en el M.O. por Unidad de Generación (Miles de USD)

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 3.

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

Cuadro 3. Ingresos Netos (USD)

Estos ingresos totales son valores donde no se esta considerando el gasto por pago de combustible a PETROCOMERCIAL.

6. Influencia de las centrales hidroeléctricas sobre la generación de las unidades de Electroguayas.

El comportamiento de la generación de las unidades de Electroguayas está relacionada con los aportes hidrológicos al embalse Amaluza de la central Paute. El efecto, se puede apreciar en el gráfico 1. 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.

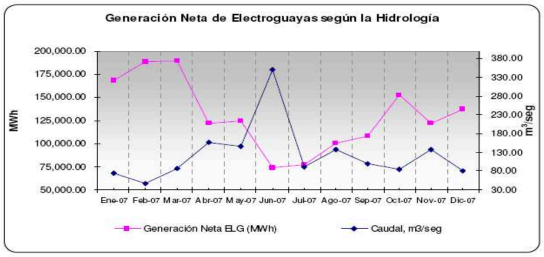

Grafico 1. Generación neta de Electroguayas según la Hidrología

7. Mercado Eléctrico actual.

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., TERMOPICHINCHAS.A. Y TERMOESMERALDAS S.A., para crear la CORPORACION ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC SOCIEDAD, 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.

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 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.

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.

Mercado de contratos:

El nuevo marco legal indica dos cargos que se presentan a continuación.

Cargo variable:
El calculo 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.
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.

6. Conclusiones

Si bien las Regulaciones y procedimientos del CONELEC son la base fundamental en 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 nueva normativa vigente de la ley de Régimen del Sector Eléctrico y los Reglamentos relacionados.

Los cálculos anteriores detallan que en época de estiaje las unidades termoeléctricas venden más por la falta de producción en las centrales hidroeléctricas y por lo tanto sus gastos en el mercado ocasional se reducen debido a que no tiene que comprar energía para cumplir con sus obligaciones contractuales.

El principal cambio que existió entre la forma de cálculo realizada en la tesis con el nuevo marco vigente, es la desaparición del mercado ocasional para los generadores térmicos que pertenecen al Estado donde toda la energía que se venda, debería ser en proporción a la demanda regulada de las empresas de distribución, mientras que para los generadores térmicos privados, venden su energía tanto al mercado de contratos como al mercado ocasional.

7. REFERENCIAS

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.
11. Regulación CONELEC 006/08 "Aplicación del Mandato Constituyente No. 15",
12. Regulación CONELEC 013/08 "Regulación Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente. 15