

FONDOS DE ESTABILIZACION EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA BOLIVIANO

Autor: Arturo Iporre Salguero

1. Introducción

Desde el inicio del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano (MEM), el ente regulador no logró dotar de elementos que permitieran el funcionamiento adecuado y un desarrollo sostenible del MEM. Una de las principales deficiencias del mercado ha sido la ausencia de contratos entre Agentes.

En el período de 1996 a 2001, el ente regulador creó mecanismos que permitieron a las empresas de Distribución traspasar todos los costos de compra en el MEM a los consumidores regulados (p.ej. factor Z). A partir de año 2002, se crean los Fondos de Estabilización para el MEM con el objeto de evitar incrementos o decrementos mayores al 3 % en la tarifa final a los Consumidores Regulados.

En la reglamentación del MEM (sistema de "pool" con despacho centralizado) se establece la obligación que los distribuidores abastezcan por lo menos el 80% de sus requerimientos con contratos con los generadores, en el entendido que éstos son necesarios para cubrir, gestionar o desplazar riesgos de volatilidad de precios mediante contratos por diferencias, con precios fijos u opciones de precio que cubran a los generadores ante descensos de precios y a los compradores por aumentos.

Esta lógica no ha funcionado en la práctica, por el hecho que los Generadores optaron en operar con precios spot (que por diversas razones era sistemáticamente superior al precio de nodo). Por consiguiente no suscribieron contratos que garanticen a los Distribuidores el suministro a mediano o largo plazo.

Actualmente, los Agentes en el MEM operan prácticamente en su totalidad en el Mercado Spot, es decir no existe un Mercado de Contratos, esto debido a que no existen señales económicas que incentiven el mercado.

La implementación del sistema de estabilización de precios en el MEM constituye un instrumento de regulación y no de mercado y ha afectado negativamente en el funcionamiento de los mercados

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

spot, de contratos y en la lógica de la oferta y la demanda en el MEM.

2. El Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano

2.1 Oferta de generación y Demanda de potencia

A noviembre de 2006, el MEM tiene una oferta de 1,012 MW de capacidad efectiva de los cuales se reconoce con Potencia Firme de 898 MW, una reserva operativa de 100 MW, y 3 MW de reserva fría.

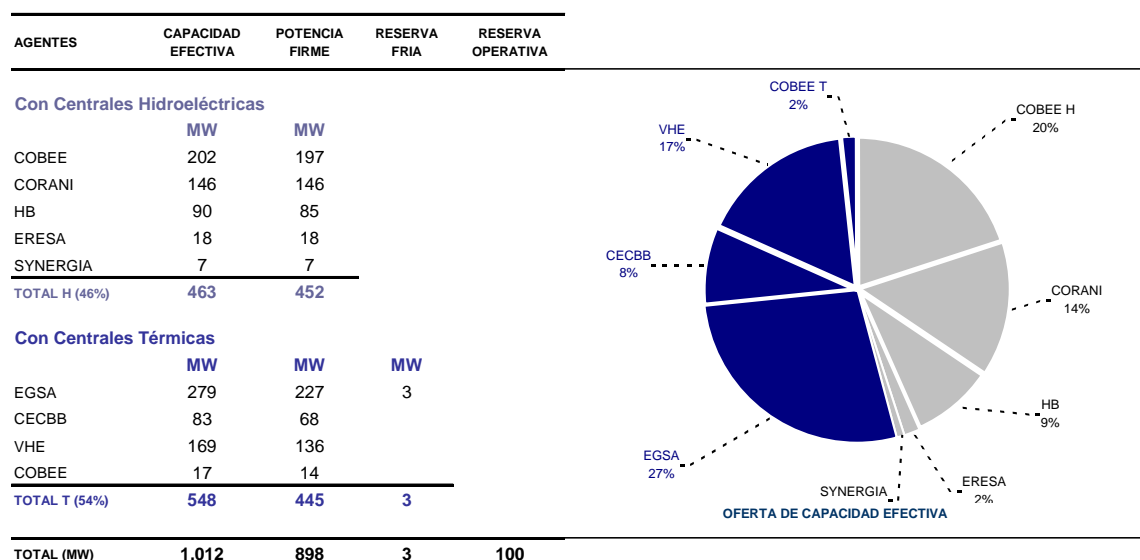


Fig. 1 Oferta

La demanda de potencia de punta esperada para el año 2007 es de 888 MW. El 93% corresponde a la demanda de las empresas de distribución y el 7% restante a los Consumidores No Regulados.

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

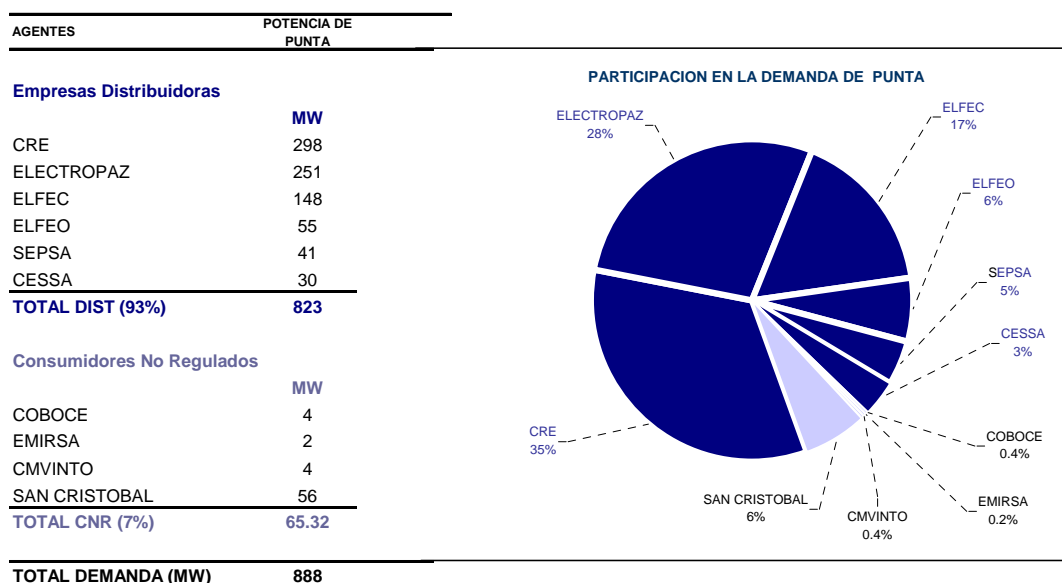


Fig. 2 Demanda

En el presente año, aún se registra un equilibrio entre la oferta y demanda de energía, que permite suministrar energía en condiciones de confiabilidad definidas y a costo mínimo. Sin embargo, el ingreso del complejo San Cristóbal (56 MW) y otros proyectos mineros, así como la integración de los sistemas aislados de Tarija y Trinidad al SIN, determinarán un crecimiento muy importante de la demanda en los próximos 4 años (9% anual).

Si bien la generación se ampliará en 75 MW el 2007 y en 25 MW el 2009, y adicionalmente, en julio de 2007 se pondrá en operación la línea en 230 kV Carrasco – Santiváñez. Estos proyectos serán insuficientes para un abastecimiento confiable el próximo año y los siguientes, siendo necesaria la adición de unos 300 MW hasta el año 2010.

Dada la ausencia de proyectos hidroeléctricos, en los próximos años el parque generador deberá ampliarse con nuevas turbinas a gas. Esta necesidad de ampliación está asociada a la ampliación de la capacidad de transporte de gas en el país.

2.2 Transacciones Económicas en el MEM

Como indicamos anteriormente los Agentes del MEM operan prácticamente solo en el Mercado Spot. Esta situación ha creado mucha incertidumbre en lo referente a la garantía de suministro y también a los precios de energía.

Actualmente las transacciones en el MEM alcanzan un monto promedio de 12 MMUS\$/mes de los cuales el 39 % representa las transacciones de energía, 36 % las de potencia y 25 % por transporte de energía.

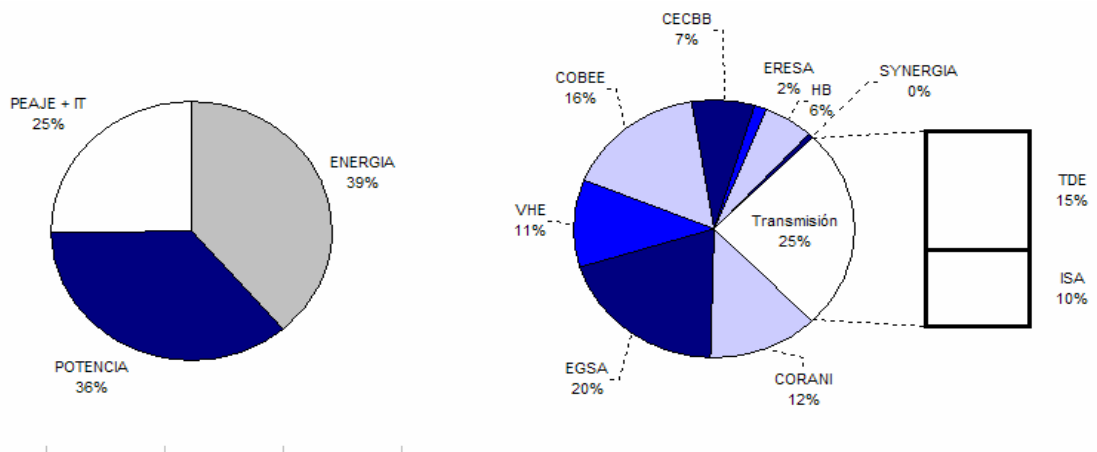


Fig. 3 Transacciones MEM

El Fondo de Estabilización del MEM acumulado a septiembre de 2006 alcanza un monto de 10.3 MMUS\$ en contra de los generadores y representa el 86% del promedio de las transacciones mensuales del MEM.

3. Sistema de Precios en el MEM

El sistema de precios en el MEM se basa en principios marginalistas y precios de nodo (en alta tensión) calculados semestralmente. Los productos que son valorizados en el MEM y que hacen a la composición del precio monómico son: Energía, Potencia (Firme para generadores y de Punta para consumidores), Potencia de Reserva Fría, Peaje por transmisión.

3.1 Costos marginales de energía

La determinación de costos marginales en el MEM se realiza sobre las siguientes bases:

- El costo marginal es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kWh adicional de energía, a un determinado nivel de potencia.
- El costo marginal se calcula para la operación real.
- Esta operación real debe corresponder a un despacho económico del sistema.
- El costo marginal sólo puede ser determinado por una unidad térmica.

En consecuencia, pueden determinar el costo marginal aquellas unidades térmicas que han sido despachadas por debajo de sus niveles óptimos de carga y aquellas unidades disponibles pero no despachadas.

Tanto las unidades de generación que operan en condición de forzadas como las unidades asignadas al servicio de la Reserva Fría deben ser remuneradas a su costo variable.

Las inyecciones (ventas) y los retiros (compras) en el MEM se realizan a costos marginales en nodos en períodos de 15 minutos. Los costos marginales resultantes son el resultado de la oferta de precios de gas de las empresas generadoras. La curva de oferta de precios de gas ponderados por la oferta de capacidad térmica nos muestra que en el MEM ha existido tres niveles de competencia a nivel de generación: alto (mayo-octubre 2003), medio (año 2002, 2004 y parte del 2005) y un nivel bajo a partir de mayo de 2005.

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

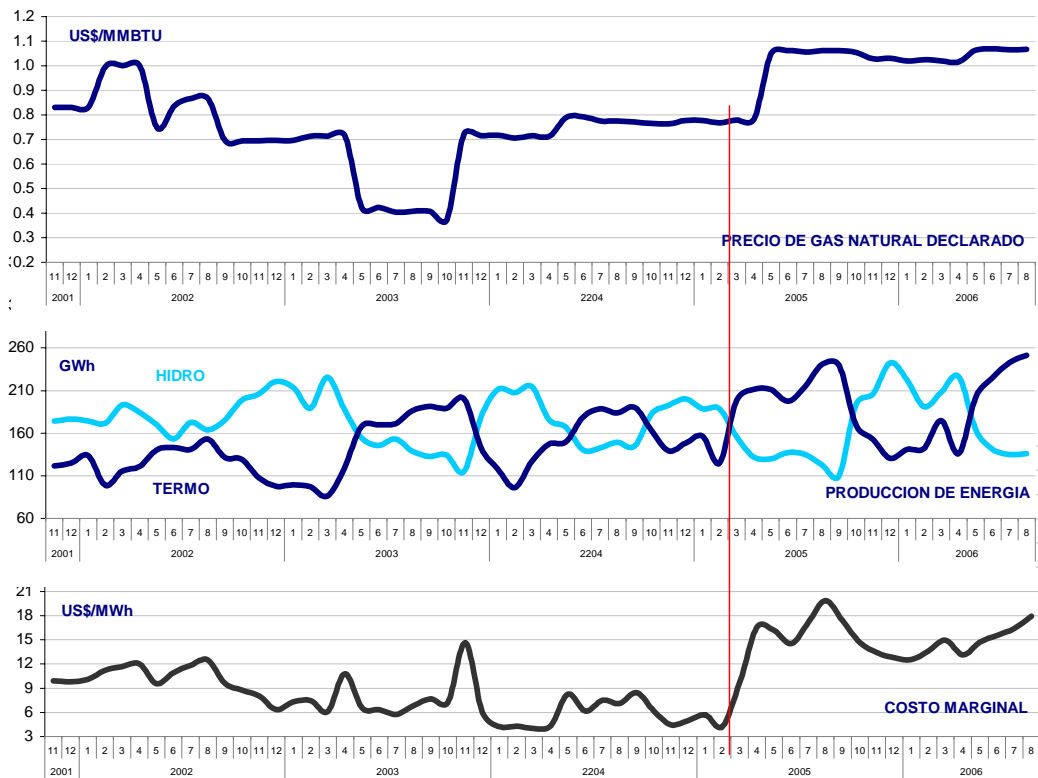


Fig. 4 Precios de gas ofertados, producción, costo marginal

Los índices de volatilidad en el MEM nos muestran que a mayores índices de volatilidad, menor es la competencia entre generadores (por ejemplo el año 2005).

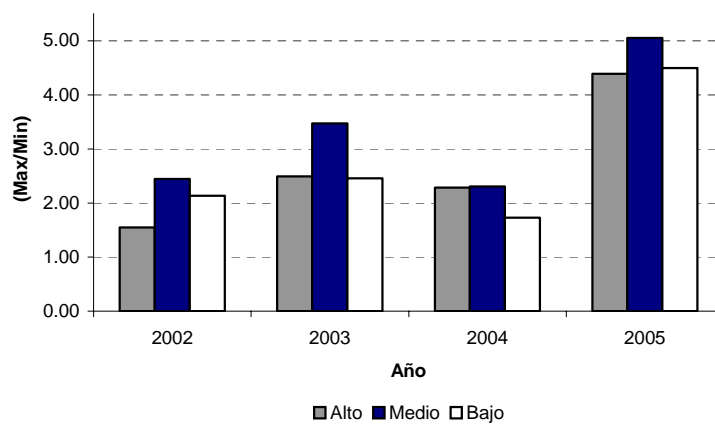


Fig. 5 Volatilidad de costos marginales de energía

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

3.2 Determinación del Precio Básico de la Potencia

La base de cálculo para determinar el Precio Básico de la Potencia son los costos y características de las unidades de generación a gas publicadas en la Revista Gas Turbine World para un rango de 49.5 MW – 70 MW ISO. Una vez definida la unidad más económica, el costo de la unidad es anualizado a 20 años con una tasa de 12%. Este valor es expresado en US\$/kW-mes y afectado por los factores de no disponibilidad teórica y de no disponibilidad programada.

La variación en la selección de la unidad más económica y en los costos de inversión han sido significativos aportando de esta manera a la volatilidad de los precios en el MEM. Para el período noviembre 2006 – abril 2007 la variación alcanza un 38%.

Actualmente, el ente regulador ha propuesto estabilizar estas variaciones aplicando un promedio de los valores publicados por la Revista los últimos cuatro años.

PERIODO	May 99 Abr 00	May 00 Abr 01	May 01 Oct 01	Nov 01 Abr 02	May 02 Oct 02	Nov 02 Abr 03	May 03 Oct 03	Nov 03 Abr 04	May 04 Oct 04	Nov 04 Abr 05	May 05 Oct 05	Nov 05 Abr 06	May 06 Oct 06	Nov 06 Abr 07
TIPO	PG6101FA	W251B11/12	W251B11/12	V64.3	V64.3	V64.3	V64.3	V64.3	V64.3	V64.3	PG6101FA	PG6101FA	PG6101FA	SGT-1000F
MUSS	18,900	12,800	12,800	17,500	17,500	17,700	17,700	14,175	14,175	14,175	14,700	14,700	14,700	19,320
MW	70.15	49.4	49.4	63	63	63	63	63	63	63	70.2	70.2	70.2	70.14
Heat rate	9980	10440	10440	9690	9690	9640	9640	9640	9640	9640	9980	9980	9980	9980
Tasa de retorno %	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Período (años)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
FND	1.15	1.14	1.14	1.15	1.14	1.14	1.12	1.12	1.15	1.12	1.12	1.13	1.13	1.12
FNDP			1.06	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05	1.03	1.03	1.03	1.05
PBP US\$/kW-mes	6.93	7.12	7.97	8.60	8.51	8.64	8.34	6.72	6.88	6.68	6.12	6.15	6.15	8.49
Variación %		3	12	8	-1	2	-3	-19	2	-3	-8	0	0	38

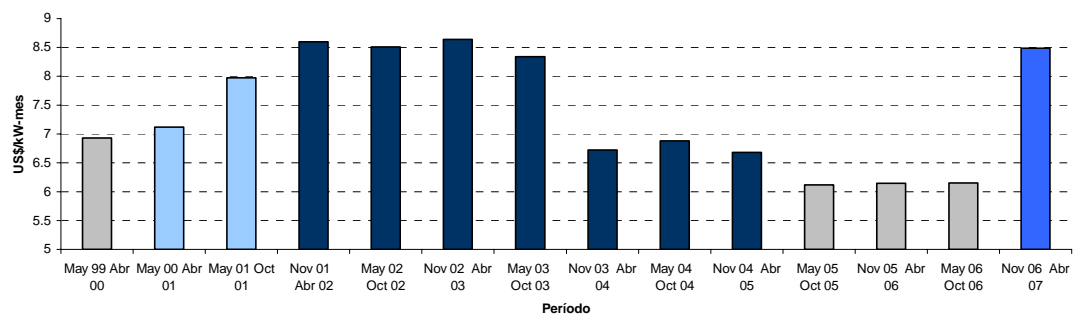


Fig. 6 Precio Básico de la Potencia

3.3 Determinación de la Reserva Fría

La reserva total mínima del sistema es igual a 17.5% de la capacidad efectiva de las unidades generadoras asignadas con potencia firme.

La reserva fría del sistema se determina considerando la siguiente expresión:

$$RFs = RTS - (CE-PF)$$

Donde:

RFs = Reserva Fría del Sistema

PF = Potencia Firme del sistema

RTS = Reserva Total del Sistema

CE = Capacidad efectiva de las unidades asignadas con potencia firme.

El precio de la Reserva Fría es del 50% del Precio Básico de la Potencia. Por lo tanto, la variación de los precios por reserva fría también está asociada a la variación del Precio Básico de la Potencia, a la oferta de generación (MW), al crecimiento de la demanda del MEM y a la seguridad de áreas.

3.4 Remuneración de la transmisión

Se remuneran en el MEM aquellas instalaciones de transmisión que forman parte del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA) (230, 115 y 69 kV). Para este efecto, se reconoce la anualidad de la inversión (30 años, 10 %) y 3% por gastos de operación, mantenimiento y administración. Para las nuevas inversiones en transmisión (2005), la Superintendencia de Electricidad permitió el reconocimiento de la anualidad de la inversión (15 años, 10%).

La remuneración anual del Sistema de Transmisión se realiza a través del ingreso tarifario y los peajes por transmisión. Estos últimos son asignados a los generadores (25%) y a los consumidores (75%).

El Sistema de Transmisión en el MEM es de propiedad de la Transportadora de Electricidad TDE y de ISA BOLIVIA y en total

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

asciende a una inversión reconocida de 264.8 MMUS\$ que actualmente representan un 25 % de las Transacciones en el MEM.

La Transportadora de Electricidad es propietaria de 733 km de líneas en 230 KV, 699 km de líneas en 115 kV y 185 km de líneas en 69 kV. Estas instalaciones representan una inversión reconocida en el STEA de 174 MMUS\$ que actualmente representan un 15 % de las Transacciones en el MEM.

La empresa ISA Bolivia es propietaria de 589 km de líneas en 230 KV. Estas instalaciones representan una inversión reconocida en el STEA de 90 MMUS\$ que actualmente representan un 10 % de las Transacciones en el MEM.

Naturalmente, las nuevas inversiones en transmisión tienen efecto en los precios finales del mercado. Como indicamos anteriormente, para las últimas expansiones del sistema de transmisión el ente regulador aprobó excepcionalmente acortar el período para estas instalaciones a 15 años en lugar de 30 años. El efecto de este cambio representa un incremento de 5% en las transacciones promedio mensuales del mercado.

4. Mercado Spot y de Contratos

El Mercado Eléctrico Boliviano esta compuesto por el Mercado de Contratos y el Mercado spot.

Los Agentes en el MEM pueden realizar transacciones libremente en cualquiera de los dos Mercados.

En el Mercado de Contratos los Agentes pueden realizar las siguientes transacciones:

- Generador – Distribuidor
- Generador – Consumidor No Regulado (>1 MW)
- Distribuidor – Consumidor No Regulado

Actualmente solo una empresa de generación (COBEE) opera con un contrato con un Distribuidor (ELECTROPAZ). Este contrato tiene la particularidad de mantener para el Generador las condiciones establecidas en el Código de Electricidad (antes de la desregulación) que garantizan un retorno regulado del 9%.

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

Por lo tanto, no es posible entender este contrato como un instrumento necesario para cubrir, gestionar o desplazar riesgos de volatilidad de precios que cubra al Generador ante descensos de precios y a la empresa de distribución por aumentos.

5. Fondos de Estabilización en el MEM

5.1 Objetivo

En la Resolución SSDE N° 014/2002, la Superintendencia de Electricidad indica que debido a que los precios de nodo presentaron variaciones que resultaron en modificaciones significativas e inestabilidad en los precios que los Distribuidores en el SIN aplican a los consumidores regulados, la SSDE ha decidido adoptar medidas para estabilizar los precios de electricidad estableciendo valores máximos (3%) para las variaciones de los precios promedio de los distribuidores por efecto de las variaciones de precios del MEM.

La SSDE, para cada nodo de suministro en el MEM determina los factores de estabilización que deben ser aplicados a los precios de nodo vigentes para obtener los precios de energía y potencia de aplicación que serán utilizados para establecer las tarifas de distribución que cumplan con la restricción del 3% anterior.

5.2 Funcionamiento

A partir del mes de febrero de 2002, se crean los Fondos de Estabilización para cada Distribuidor en el SIN en los que se incluyen, para su pago diferido, los montos mensuales no pagados por los consumidores regulados a las empresas eléctricas del SIN, resultantes de las diferencias entre los valores por compra de energía y potencia determinados en las transacciones spot del MEM, y los valores determinados con los precios de nodo de aplicación correspondientes.

Los Fondos de Estabilización fueron financiados a través de los Fondos de Financiamiento de los Generadores (80%) y de los Distribuidores (20%). Mensualmente los Distribuidores pagan a los generadores los montos determinados con los precios de nodo de aplicación del mes correspondiente más el veinte (20%) del monto mensual incluido en el Fondo de Estabilización respectivo.

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

Mediante DS 27302, en el mes de diciembre de 2003, se cierran los Fondos de Financiamiento y se consolida un solo Fondo de Estabilización del MEM como cuentas individuales para cada Agente generador y para cada Agente distribuidor del SIN, en los que se incluyen los montos mensuales correspondientes a las diferencias entre los valores por venta de energía y potencia en el mercado spot del MEM y los determinados con los precios de aplicación en el MEM.

El regulador estableció como responsabilidad del Operador y Administrador del MEM la administración de los Fondos.

Es importante hacer notar que la administración que realiza el CNDC se circunscribe al cálculo de los fondos (diferencia precios de aplicación y precios spot) y además a la forma de distribución de los mismos entre los Agentes.

5.3 Evolución y Estado Actual

Los Fondos acumulados han alcanzado valores extremos de +10.9 MMUS\$ en el mes de febrero de 2005 y -10.3 MMUS\$ en septiembre de 2006.

A primera vista parecería que la variación responde a la lógica de cobertura del riesgo esperado en un mercado de energía, pero la realidad es otra ya que se prevé que el fondo seguirá creciendo afectando los ingresos de los generadores, situación que podría ser insostenible en el corto plazo.

También es necesario considerar los períodos de acumulación, el Fondo alcanzó un valor de 10.9 MMUS\$ (a favor de los generadores) en 2 años. Luego alcanza un valor similar negativo -10.3 MMUS\$ en tan solo 6 meses.

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



Fig. 7 Fondo de Estabilización

La tasa de interés aplicada en forma mensual a los saldos en los fondos de estabilización hasta el mes de diciembre de 2003 fueron del 12% anual efectiva en moneda nacional y posteriormente, se aplica la tasa de interés anual nominal pasiva del sistema bancario de depósitos a 30 días en moneda nacional que se publica mensualmente.

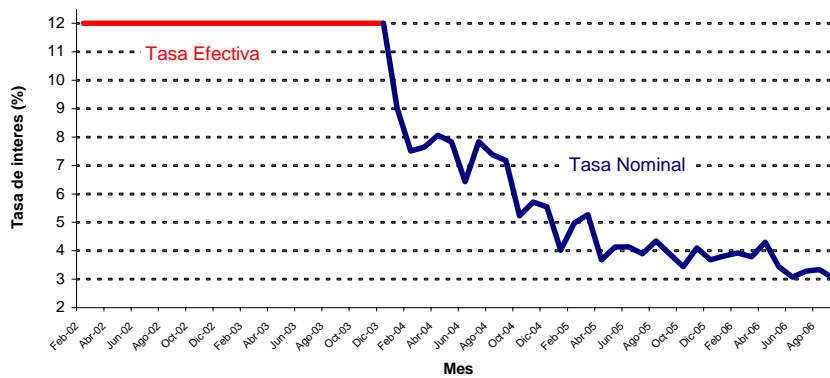


Fig. 8 Tasas de interés

5.4 Distribución de los Fondos entre Agentes

La distribución de los Fondos no ha sido la adecuada ya que esta generando una distorsión en los resultados actuales. Esto se debe a que no refleja la verdadera participación en el MEM ya que no toma en cuenta las condiciones que generan las diferencias entre el precio spot y los precios de aplicación que hacen al Fondo y

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

tampoco considera a todos los Agentes que participan en las transacciones económicas del MEM.

FONDOS DE ESTABILIZACION ACUMULADOS AL MES DE SEPTIEMBRE DE 2006

AGENTES	DISTRIBUIDORES						TOTAL MUS\$	FONDO %	SPOT %	MEM %
	CRE	EPZ	ELFEC	ELFEO	SEPSA	CESSA				
CORANI (HIDRO)	304	1,876	289	202	20	(234)	2,457	24	23	12
EGSA (TERMO)	142	2,795	195	250	47	(447)	2,981	29	36	20
VHE (TERMO)	928	1,764	540	239	31	(140)	3,362	33	15	11
COBEE (HIDRO - TERMO)	22	63	(16)	3	(2)	(11)	58	1	1	16
CECBB (TERMO)	101	794	122	95	3	(135)	981	10	12	7
ERESA (HIDRO)	5	78	6	6	2	(11)	86	1	1	2
HB (HIDRO)	(160)	629	(158)	47	3	(117)	244	2	9	6
SYNERGIA (HIDRO)	(11)	67	(8)	4	1	(13)	40	0.4	1.0	0.5
TDE (TRANSPORTE)	3	100	1	10	1	(18)	98	1	1.5	16
ISA (TRANSPORTE)	2	5	1	1	0	0	9	0.1	0.1	10
TOTAL MUS\$	1,336	8,170	974	857	107	(1,127)	10,317			
FONDO %	13	79	9	8	1	- 11				
SPOT %	47	13	23	6	6.4	5				
MEM %	37	30	18	7	5.0	4				

Fig. 9 Distribución de los Fondos

Es importante analizar para cada Agente su desempeño en el Fondo comparando su participación en el mercado spot (sin peaje y con contratos) y en las ventas promedio anuales en el MEM.

Por ejemplo para la empresa Valle Hermoso participa en el Fondo con un 33%, sin embargo, en el mercado spot alcanza sólo un 15% y en las ventas promedio anuales alcanza 11%.

También se pueden verificar situaciones a la inversa, por ejemplo Hidroeléctrica Boliviana que solo participa en el Fondo con 2% y su participación tanto en el spot y las ventas promedio al MEM son mayores.

Un caso particular y en actual discusión es la participación de las empresas de transmisión en el Fondo ya que actualmente sólo tiene carácter marginal.

Los factores de estabilización que son determinados por el ente regulador para cada empresa de Distribución y sobre cuya base el Operador y Administrador del mercado determina los valores del Fondo de Estabilización, también muestran severas distorsiones

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

difíciles de explicar ya que exceptuando la empresa ELFEO, el resto de las empresas no guardan relación entre su participación en el Fondo y sus compras en el MEM.

En la participación de las empresas de distribución, es necesario destacar a ELECTROPAZ que es deudor de prácticamente el 80% del total del Fondo.

5.5 Fondo de Estabilización en el Mercado Minorista

Las empresas de distribución, como indicamos anteriormente, son actores pasivos en el Fondo del MEM ya que solo traspasan estos montos a sus consumidores finales o regulados.

A su vez, para las empresas de distribución también se ha conformado un Fondo de Estabilización que es administrado por el ente regulador estableciendo para cada período semestral los factores de estabilización de la distribución (FED) y mediante esta aplicación monitorean el mantenimiento de los incrementos dentro el rango del 3%. La relación de los saldos positivos o negativos de estos Fondos se genera entre los Distribuidores y su Consumidores Regulados.

Al mes de septiembre estos Fondos han alcanzado un monto de 3.4 MMUS\$ en contra de las empresas de Distribución.

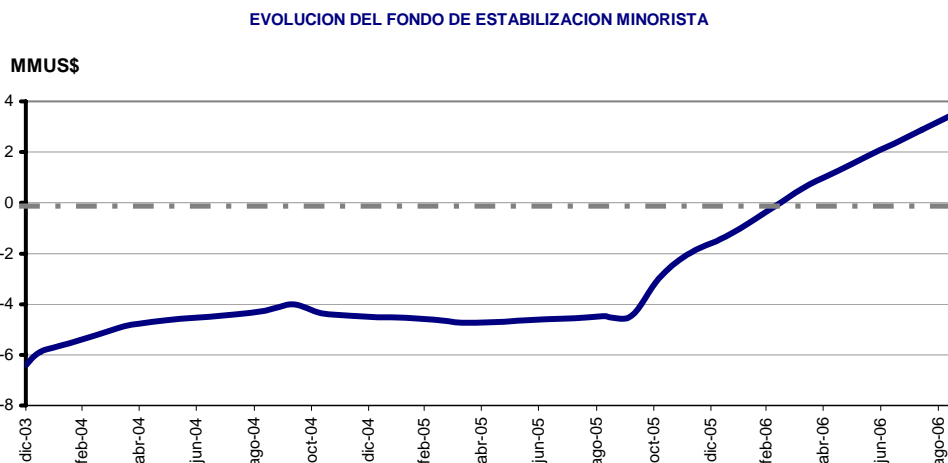


Fig. 10 Fondo Minorista

Los resultados en ambos fondos indican que los consumidores regulados adeudan a los generadores y distribuidores un total de 13.7 MMUS\$ de la siguiente manera:

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

FONDOS	DISTRIBUIDORES						TOTAL
	CRE	EPZ	ELFEC	ELFEO	SEPSA	CESSA	
MAYORISTA (MUS\$)	1,336	8,170	974	857	107	(1,127)	10,317
MINORISTA (MUS\$)	120	3,373	978	379	(877)	(544)	3,430
TOTAL MUS\$	1,456	11,543	1,952	1,236	(770)	(1,670)	13,747

Fig. 11 Total Fondos Mayorista y Minorista

Es necesario nuevamente destacar la participación de la empresa ELECTROPAZ que alcanza un 98 % en el Fondo Minorista y un 84% en el total.

6. Efectos de los Fondos en el desarrollo y futuro del MEM

6.1 Agentes del MEM

El efecto de los Fondos para las empresas de generación y transmisión se manifiesta directamente en sus resultados económicos ya que cuando son deudores del Fondo en su estado de resultados presentan una cuenta por pagar y en el caso contrario, cuenta por cobrar.

Esta situación hace aún más difícil que los generadores puedan realizar las inversiones que actualmente se requieren debido a que el MEM no garantiza el pago en efectivo de sus ventas que respalden el flujo económico que les permita analizar la factibilidad financiera de cualquier proyecto.

Para el caso de las empresas de distribución el efecto de los Fondos en el MEM son transferidos en su totalidad a los consumidores finales. Es decir se genera una obligación entre los generadores y transmisores con los consumidores finales donde el distribuidor juega un rol pasivo de intermediario.

6.2 Contratos de largo plazo

La ausencia de contratos en un mercado de energía es de por sí síntoma de una anomalía. A pesar de existir en la normativa la necesidad de operar con contratos en el MEM tanto los generadores como los consumidores han operado directamente en el spot. El Regulador permitió este desenvolvimiento coadyuvando a buscar mecanismos que han consolidado este tipo de funcionamiento. En consecuencia no se emitieron señales claras a

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

los actores del MEM llevando a la situación en la que nos encontramos actualmente.

Los consumidores no perciben el riesgo del spot. Mientras ha existido una oferta de generación razonable se han sentido seguros y se ha perdido la noción de riesgo y mercado.

Por ejemplo los distribuidores tienen la obligación de garantizar el suministro a los consumidores finales y actualmente ante la posibilidad de racionamientos en el MEM, ningún Agente Distribuidor puede garantizar el suministro a sus Consumidores Regulados.

A su vez los Consumidores No Regulados, como Agentes en el MEM, se han mantenido en un número muy reducido, existen sólo 4 y representan el 7% de la demanda. Estos Agentes tampoco se han preocupado de asegurar su abastecimiento de energía en el MEM. Una prueba de esto es el nuevo Consumidor no Regulado Minera San Cristóbal (56 MW) que representa un 6% de la demanda en la punta del sistema y cerca de 20 % de la demanda total sistema en los bloques de baja y media carga que ingresará con toda su demanda el año 2007, ha manifestado su deseo de participar en el Mercado Spot. Como indicamos anteriormente, el Mercado spot, no esta en condiciones de garantizar el suministro a ningún Agente y mucho menos a San Cristóbal.

Exceptuando al Fondo de Estabilización y sus resultados actuales, para los generadores no representa riesgo alguno el operar en el Spot.

6.3 Garantía de Suministro y Seguridad de los Contratos

En el caso que parte de la demanda decida operar en el mercado de contratos sin que exista un incremento en la oferta de generación, es necesario analizar si el Mercado podrá responder adecuadamente cuando se verifiquen desabastecimientos por falta de capacidad.

La reglamentación establece que cuando existen restricciones en la oferta de generación y se requiere realizar racionamientos en el suministro, en primera instancia debe respetarse el Mercado de Contratos.

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

Por las experiencias recientes en el Mercado de Gas y sus contratos de capacidad firme en nuestro país, se puede concluir que ante la existencia de racionamientos muy difícilmente se respetan los compromisos ya que el estado a través de los entes reguladores tiende a buscar soluciones que comparten los racionamientos entre todos los actores.

6.4 Soluciones Alternativas

Una de las opciones para mejorar esta situación en el corto plazo es incorporando al MEM un número mayor de Consumidores No Regulados. Estos Agentes al margen que operen con contratos o sin ellos, no participan en los Fondos de Estabilización. De esta manera, podría reducirse el monto a ser estabilizado por el Fondo. Para este efecto, se sugiere la reducción del límite actual (1 MW) para constituirse en Consumidor No Regulado.

Promover contratos de suministro en el MEM exigiendo el cumplimiento de la Normativa y de esta manera puedan los Distribuidores garantizar el suministro a sus Consumidores Regulados.

Establecer una franja porcentual por encima de los precios de referencia que posibilite la existencia de Contratos.

Contar con un procedimiento que permita una distribución más equitativa del Fondo ya sea mediante participación en base anual y/o ingresos.

Revisar la participación de las empresas de transmisión en el Fondo ya que como se indicó anteriormente la incorporación de nuevos proyectos produce variaciones en los precios y su volatilidad.

6.5 Experiencias aprendidas

La implementación de un sistema de estabilización de precios es un instrumento de regulación y no de mercado, por lo tanto, es necesario que el Operador y Administrador del Mercado ejerza un control detallado de la evolución y desarrollo de este instrumento con el objeto de prescindir de su aplicación.

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

Permite amortiguar el riesgo (volatilidad de precios, garantía de suministro) al consumidor final el cual no puede de ninguna manera actuar sobre el mercado.

Estos mecanismos de estabilización afectan al manejo de riesgo en el mercado y por lo tanto, generan en los Agentes distorsiones en la percepción de estos y consecuentemente afectan en el funcionamiento del MEM.

Un sistema de estabilización de precios debe responder de manera equitativa a todos los participantes del MEM asignando cargas y beneficios en función al comportamiento real de cada uno de ellos en el desarrollo del mercado.

19/10/2006
Arturo Iporre Salguero
aiporre@cndc.bo