

Nº Comité de Estudio: 37

Nº IV SESEP: CE 37.01

ESTRATEGIAS DE NEGOCIOS EN EL SECTOR ELECTRICO: *COMERCIALIZACION EN EL SISTEMA ELECTRICO PARAGUAYO*

**Carlos M. Cardozo F. Dr. Ing. Elect.
Itaipu Binacional**

**Ruben E. Brasa Soto Ing. Elect.
Itaipu Binacional**

**Carlos M. Cardozo F. Dr. Ing. Elect.
Usina Hidroeléctrica de Itaipu - Tel. (061) 599 3085
e-mail: cartinn@itaipu.gov.py**

RESUMEN

El presente trabajo visa presentar un análisis adecuado para un Comercializador de energía que desea operar dentro del mercado eléctrico paraguayo.

Inicialmente describe los principales aspectos conceptuales del problema, a seguir, formula hipótesis sobre posibles enfoques en los modos operativos de negociación y finalmente presenta algunos resultados obtenidos sobre la base de hipótesis y simulaciones.

Concluye el trabajo con sugerencias aplicadas a esta área de negocios.

Palabras claves: Desregulación de Sistemas Eléctrico, Comercialización de energía

1.0 - INTRODUCCION

La industria de la electricidad en gran parte del mundo esta pasando por importantes mudanzas. De una manera general tales mudanzas tienen como características mas relevante la creación de un ambiente de competición a través de instrumentos de re orientación sectorial.

En el caso de nuestro país, este instrumento constituye la propuesta de reestructuración del sector eléctrico contenido en la *Ley de Electricidad*, en fase de análisis y aprobación por los órganos normativos.

En la parte empresarial, esta propuesta divide el ambiente del sector eléctrico en cuatro segmentos de negocios: la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización.

Con esta división del ambiente, se presume que en su versión final, la ley deberá corregir actuales distorsiones y superposición de funciones con lo cual a la comercialización le corresponderá la función de atender la demanda de los consumidores cautivos y libres.

Con esta función, le corresponde a las empresas de comercialización, desarrollar sus actividades dentro de los limites ilustrado en la figura 1, donde se puede observar lo siguiente:

- ◆ Compra energía directamente de los generadores.
- ◆ Paga las tasas de transporte del sistema de transmisión.
- ◆ Paga las tasas de transporte del sistema de distribución.
- ◆ Paga las tasas e impuestos estipulados en la *Ley de Electricidad*.
- ◆ Tiene la obligación y es el responsable por el suministro de energía eléctrica a los

consumidores cautivos asociado al área de concesión del distribuidor local. Actividad con tarifa regulada

- ◆ Puede suministrar energía eléctrica a los consumidores libres dentro y fuera del área de concesión del distribuidor local. Actividad con tarifa no regulada.

{ EMBED Word.Picture.8 }

Figura 1 - Funciones de una empresa de Comercialización

Este trabajo tiene como premisa analizar aspectos de comercialización de una empresa localizada dentro del área de concesión del gran Asunción, principal mercado actual de la República del Paraguay.

1.0 - OFERTA ACTUAL DE ENERGIA

En la República del Paraguay, una empresa que desee comercializar energía eléctrica en áreas densamente poblada, dispone actualmente de tres fuentes alternativas de compra, cada una con propias particularidades, las cuales se detallan a seguir:

a) Hidroeléctrica de Itaipu

La Central de Itaipu cuenta actualmente con una potencia instalada de 12.600 MW, correspondiente a 18 unidades de 700 MW.

De esta potencia, coloca a disposición para el suministro un valor medio mensual de aproximadamente 10.780 MW (correspondiente a la potencia instalada menos: las unidades en mantenimiento, la reserva operativa y el consumo propio de la planta).

De esta potencia disponible para el suministro, la mitad puede ser comercializado en el Paraguay (Anexo C).

La compra de energía de Itaipu se hace mediante una potencia mensual contratada y la tarifa en US\$/kW-mes vigente y la prevista para los próximos 23 años esta indicada en la tabla 1.

Año	Tarifa	Año	Tarifa
2000	18,54	2012	25,87
2001	19,06	2013	26,70

2002	19,60	2014	27,35
2003	20,15	2015	28,12
2004	20,72	2016	28,91
2005	21,30	2017	29,72
2006	21,90	2018	30,56
2007	22,52	2019	31,42
2008	23,15	2020	32,30
2009	23,80	2021	33,21
2010	24,47	2022	34,14
2011	25,16	2023	35,10

Actualmente esta en proceso de instalación más dos unidades generadoras de 700 MW.

b) Hidroeléctrica de Yacyreta

Cuando estén instaladas las 20 unidades previstas, la capacidad total de la central operando a cota 83 metros sobre el nivel del mar será de 3.100 MW, estando disponible para comercializar en el sistema paraguayo 1.550 MW.

En la actualidad se encuentra postergado el pleno llenado del embalse de la presa y las 18 unidades ya instaladas con potencia nominal de 175 MW cada, se encuentran operando a cota reducida (76 metros sobre el nivel del mar) generando 100 MW como máximo.

c) Hidroeléctrica de Acaray

La central esta compuesta por 4 unidades generadoras con una capacidad instalada total de 190 MW. Esta en proceso de re-potenciación y modernización de los grupos generadores de tal forma que concluido este proceso la central tendrá una capacidad instalada de 256 MW.

3.0 - FACTOR DE CARGA Y PREVISION DE CONSUMO

La curva de duración de carga de la Figura 2, fue elaborada sobre la base de estimativas de un típico sistema de comercialización de países como el nuestro, con carga total dada en por unidad de horas pico y factor de carga de 59 %. Como aproximación se asume que esta misma curva de duración se mantiene durante todo el periodo de estudio.

{ EMBED Word.Picture.8 }

Figura 2 - Curva de carga estimada

La Tabla 2, por su vez, presenta la proyección del consumo de energía eléctrica considerada en el estudio para el periodo 2000-2010.

Tabla 2 - Proyección estimada de consumo

Año	2001	2002	2003	2004	2005
GWh	3348	3534	3719	3905	4087

Año	2006	2007	2008	2009	2010
GWh	4273	4458	4643	4826	5007

4.0 - OFERTA ALTERNATIVA DE ENERGIA

Con la finalidad de verificar la conveniencia de disponer de una fuente alternativa de energía eléctrica fue considerado un estudio complementario realizado para la instalación de una planta generadora térmica a gas de ciclo combinado cuyos datos técnicos y económicos de interés se describen en la Tabla 3.

Los valores correspondientes al tiempo de instalación y disponibilidad son valores típicos para centrales de este tipo según datos otorgados por los fabricantes. El poder calorífico del gas corresponde al gas natural de los yacimientos de Salta.

Se considera que la inversión será realizada por el sector privado, por lo tanto, desde el punto de vista del Comercializador lo más importante constituye el precio de oferta de la energía eléctrica, y la misma, depende del factor de carga de la planta. Para este estudio se adopta como precio de referencia el valor de 0,0250 US\$/kWh que corresponde a un factor de carga de 0,85%.

Tabla 3 - Datos técnico - económico de la Central Térmica

{ EMBED Word.Picture.8 }

Otra premisa adoptada en el estudio se relaciona con la localización de la planta, se estima que la misma este próxima a una SE de 220 kV, a una distancia no mayor de 50 Km del centro de Consumo.

5.0 - COSTOS EN AREA DE CONSUMO

Previo a la realización de las simulaciones es necesario determinar el costo de la energía en el centro de gravedad del área de consumo.

Estos costos deben incluir por lo menos: los costos marginales de generación, de transmisión, de distribución y los costos marginales de administración.

Una vez que la posición geográfica de las tres centrales hidroeléctrica es mas o menos similar, aquí se efectúa una simplificación - se presume que los costos marginales de transmisión y distribución son iguales para las tres plantas generadoras; ello implica que en el estudio a seguir serán consideradas solamente las respectivas tarifas de las plantas.

5.1 - Costo Marginal de Itaipu

Como Itaipu vende Potencia y su tarifa ya esta definida por acuerdo Binacional, sus costos marginales en barra de 220 kV están ligados al factor de carga (FC). La Tabla 4 presenta estos valores de tarifa para distintos FC's.

Tabla 4 - Costo de la energía de Itaipu

Factor de Carga (%)	Tarifa (US\$/MWh)*
50	51,50
55	46,82
60	42,92
65	39,62
70	36,79
75	34,34
80	32,19
85	30,29
90	28,61
95	27,11
100	25,75

* Se considera la tarifa 2000 de Itaipu.

5.2 - Costo Marginal de Yacyreta

La tarifa vigente que se aplica a la energía de Yacyreta es de 30 US\$/MWh, que corresponde a un precio provisorio pues este valor no fue aprobado por el Congreso nacional.

5.3 - Costo Marginal de Acaray

La tarifa de esta central deberá resultar de un acuerdo de oferta y demanda, no se tiene el valor exacto de esta tarifa, mas se presume que es el menor entre las tres plantas generadoras consideradas.

6.0 - ENFOQUE DEL NEGOCIO

Entre las varias alternativas de conducción de las negociaciones de comercialización de la energía, será aquí analizada tres de ellas. En todas ellas, el objetivo de la empresa básicamente consiste en atender la demanda de la figura 1 y la proyección de la demanda de la tabla 2 de la forma que más convenga a sus intereses.

6.1 Minimización de los costos en la compra de energía

Las premisas asociadas a esta alternativa puede resumirse en los siguientes puntos:

- ◆ Utilización de la potencia contratada de Itaipu con un factor de carga próximo al del 100 %.
- ◆ Suponiendo que la energía de Acaray sea adquirida a tarifa inferior que la de Yacyreta y la Termica, contratar la mayor cantidad posible de esta fuente de energía.
- ◆ Adquirir la parcela posible de la Planta generadora térmica.
- ◆ Dejar como ultima alternativa de compra la energía procedente de la fuente con mayor tarifa - que en este caso es la de Yacyreta.

La Figura 3 presenta la propuesta alcanzada en las simulaciones de esta alternativa para la demanda actual.

{ **EMBED Word.Picture.8** }

Figura 3 - Fuente de energía para la minimización de los costos de compra

En esta figura los valores en GWh corresponden a la parcela de energía entre los límites de porcentaje - por ejemplo 710 GWh corresponde a la parcela de energía consumida entre 40 y 60 % de la carga del sistema.

Para futuras ampliaciones la proporción de compra de cada fuente se mantiene excepto para la energía de Acaray que ya estaría próximo a su capacidad límite de suministro.

Otro aspecto analizado en las simulaciones se refiere a la confiabilidad del suministro, la propuesta de la figura 3 también es la más aceptable desde este punto de vista llevando en cuenta la actual capacidad de transmisión y la hipotética localización de la central térmica

que fue asumida estar próxima a una estación en los alrededores del centro de consumo.

6.2 Maximización de los lucros en la comercialización.

Esta premisa pasa por la compra de la energía a menor tarifa y la venta, a la demanda más conveniente. En otras palabras, la propuesta se fundamenta en una comercialización más agresiva que incluye modificación de la dinámica de la demanda estimada.

Los puntos principales, según este enfoque, que permitirán procesar en forma dinámica la comercialización se pueden resumir como sigue:

- ◆ Necesidad de poder re comercializar la energía asociada a la potencia contratada de Itaipu.
- ◆ Mudanza en el régimen de compra de la energía de Itaipu, por ejemplo, pasar de la actual contratación mensual, para un régimen basado en contrato a largo plazo y compra en el mercado de corto plazo.
- ◆ Reglas de comercialización basada en la libre competencia y la apertura a la negociación en el mercado internacional.
- ◆ Definición de los roles de los participantes del mercado, lo que equivale a establecer claramente la función de cada uno de los agentes del negocio. En otras palabras, el Distribuidor de energía distribuye y el comercializador comercializa, estas funciones no está correctamente definida en la actual propuesta de ley.

La Figura 4 presenta una propuesta para la demanda actual según esta alternativa.

{ **EMBED Word.Picture.8** }

Figura 4 - Fuente de energía para la minimización de los costos de compra

Similar a la propuesta anterior, para futuras ampliaciones la proporción de compra de cada fuente se mantiene excepto para la energía de Acaray que ya estaría próximo a su capacidad límite de suministro.

6.3 Comercialización por metas

Esta propuesta necesita de los puntos citados en la segunda alternativa, mas procesa en negocio de comercialización basado en metas empresariales.

Estas metas podrían estar asociadas, por ejemplo, a tasas de retorno esperadas, porcentaje de mercado visado y/o estimativa de base de consumidores deseado.

7.0 - CONCLUSIONES

Este trabajo enfoca el punto de vista de una empresa comercializadora que opera en el mercado eléctrico paraguayo.

En él se demuestra la conveniencia del negocio de la comercialización, las oportunidades de negocios que pueden surgir y de como estos pueden ser atractivos, tanto para la inversión privada como para el consumidor final.

La clave del negocio pasa por la real apertura del mercado; es necesario disponer de una ley de electricidad que tenga como meta el quiebre del monopolio y la dinamización de nuestra economía.

El trabajo también sugiere modificaciones en las actuales reglas de negociación de nuestra energía, en una economía globalizada debe ser mas conveniente gobernarse por reglas de mercado antes que practicas antiguas de cesión de energía.

Finalmente, el trabajo sugiere la introducción del gas natural en la generación de energía, ello además de diversificar la matriz energética podría constituirse en mas una fuente de reactivación económica, aquí vale nuevamente resaltar la importancia de una ley eléctrica moderna que tenga por objetivo los intereses del país antes que intereses sectoriales.

7.0 - BIBLIOGRAFIA

- [1]. Sara Batley; The UK Electricity Industry Report; Institute of Energy and Sustainable Development - De Montfort University; 1998.
- [2]. VMME - Proyecto de ley de Electricidad para la República del Paraguay - Borrador de Setiembre/2000.
- [3]. Guillermo L Flores - Artículos publicados en el diario Ultima Hora.

- [4]. Gladis B. Schuch; Um Modelo para Estudos da Demanda de Energia elétrica em ambiente Competitivo; Tese de Doutorado; UFSC; Abril 2000.
- [5]. Análisis de Opciones de Generación Termoeléctrica en el Área Metropolitana de Asunción, Informe Comité de Estudios DRE/MOPC - ANDE - ITAIPU; Julio 1998.