



COMITÉ NACIONAL PARAGUAYO

IV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO -  
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.  
30 de Noviembre al 02 de Diciembre de 2000  
CIGRE - PARAGUAY

{ EMBED  
CorelDraw.Graphi  
c.7 }

{ EMBED  
CorelDraw.Grap  
hic.7 }

SINDICATO  
UNIÓN DE INGENIEROS  
DE LA ANDE

III SEMINARIO TÉCNICO, GENERACIÓN, TRANSMISIÓN,  
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
15 Y 16 de Junio de 2000  
ASUNCIÓN - PARAGUAY

Nº Comité de Estudio: 37

Nº IV SESEP: CE 37.02

## GERENCIAMIENTO DE TRANSMISIÓN Y SERVICIOS ANCILARES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE MERCADO ABIERTO E-3

por

**Antonio Roberto Adam Nill**

**Administración Nacional de Electricidad – ANDE**

**Av España 1268 – Tele-fax 2172436**

**E-mail : cpi @ conexión.com.py**

### RESUMEN

El resultado satisfactorio de las transacciones de compra – venta de energía en bloque en el entorno competitivo de un mercado eléctrico abierto depende en gran medida de la oportuna, confiable y segura disponibilidad de capacidad de transferencia, atendiendo a los intereses de todos los agentes actuantes en dicho mercado, en especial de los usuarios de los servicios de transmisión. Consecuentemente, el proveedor de estos servicios, junto con el operador independiente del sistema, deben negociar y coordinar permanentemente la existencia de capacidad física de transmisión que asegure a cada instante el flujo de energía previsto en las transacciones acordadas incluyendo las reservas contingentes que permitan enfrentar riesgos mensurables dadas las penalizaciones aplicables en caso de fallas.

Para ello, se deben tener en cuenta, en forma sistemática, las opciones ofrecidas por los prestadores del servicio público de transmisión en función de su capacidad disponible o aprovechable descontando de su capacidad física total las reservas de primera contingencia y la porción reservada por los usuarios en forma irrevocable, en primer término, o en forma revocable, en segunda instancia (*Inglés: non – recallable / recallable*). Las restricciones técnicas que determinan la capacidad física total de

transmisión son, en el orden en que se presenten, los límites térmicos, los límites de tensión y los de estabilidad del sistema. Conceptos ligeramente diferentes pero equivalentes se practican para sistemas en malla o radiales, más o menos congestionados.

Paralelamente, se abren perspectivas interesantes para la comercialización de servicios ancilares estrechamente relacionados con la calidad y la seguridad de las transferencias de energía a lo largo del sistema de transmisión. En el presente trabajo se presentan algunos conceptos básicos que guardan relación con el gerenciamiento de algunos de estos servicios, como ser:

- ✓ Servicios de Programación, Control y Despacho
- ✓ Suministro de Reactivos y Control de Tensión
- ✓ Regulación y Respuesta de Frecuencia
- ✓ Reserva Girante de Operación
- ✓ Reserva Suplementaria de Operación
- ✓ Desequilibrio de Energía

Se presentan las definiciones de los parámetros y variables que entran en juego, así como las relaciones, restricciones y algoritmos hoy día utilizados en el manejo de los servicios de transmisión y la provisión de servicios ancilares.

{PAGE }



La modesta intención del presente trabajo es la de proponer una primera aproximación hacia los criterios que orientan las decisiones operativas y de planificación de los prestadores del servicio público de transmisión y de eventuales servicios auxiliares en un mercado mayorista de energía en ambiente competitivo.

**Palabras claves:** Transmisión – Transferencia – Capacidad Reservada – Capacidad Programada – Contingencia – Revocable – Irrevocable – Despacho – Mercado.

## 1. INTRODUCCION

Al hablar de transacciones en un mercado eléctrico mayorista, nos referimos invariablemente a la colocación de un bloque de energía eléctrica producido por un generador en algún sitio del sistema a disposición del consumidor que la solicita en cualquier otra parte que tenga acceso a la red de transmisión, a través de la cual se realiza esta **transferencia** de energía desde el punto de producción (vendedor) hasta el de consumo o reventa (comprador).

Sin entrar a considerar la naturaleza del agente que realiza la venta, que puede ser un generador o un comercializador o “Broker”, ni del que actúa de comprador, que puede ser un consumidor libre o una empresa distribuidora, el hecho concreto es que se realiza una **transferencia** de energía de un lugar a otro del sistema a través de la red de transmisión perteneciente a uno o varios prestadores del servicio público de transmisión, apropiadamente remunerado(s) por darlo.

Obviamente, a la empresa de transmisión le interesa acompañar permanentemente las alteraciones dinámicas del mercado de modo que vuelque su máxima capacidad hacia las cambiantes necesidades de transferencia de energía, principalmente aquella capacidad de transmisión no comprometida que puede ser ofrecida en una “bolsa” de disponibilidades coordinada por la entidad despachadora.

Este análisis se basa principalmente en la experiencia relativamente corta pero altamente creativa e innovadora que desde mediados de los 90 viene practicando el denominado “estilo californiano” de mercado, en donde el “*Independent System Operator*” (ISO) del estado de California junto con la *POWEREX* (empresa creada por la B.C. Hydro de Canadá) están ensayando interesantes técnicas de gestión dinámica de servicios de transmisión en tiempo real, de corto plazo y de mediano plazo en el oeste de Canadá y EE UU de Norteamérica. Similares experiencias han venido practicando en el gerenciamiento y comercialización de servicios auxiliares.

También se ha tomado referencias de modelos desarrollados en el Brasil por la CEPEL para su aplicación por el Operador Nacional del Sistema (OMS) en el despacho de capacidad de transferencia de energía a través del sistema de transmisión brasileño.

Como se deduce de lo hasta aquí expuesto el análisis que se desarrollará en lo que sigue de este trabajo girará sobre dos conceptos fundamentales:

## CAPACIDAD TOTAL DE TRANSMISIÓN (CTT)

### CAPACIDAD APROVECHABLE DE TRANSFERENCIA (CAT)

Se intentará una correcta definición de estos parámetros y de los que se derivan de ellos o se relacionan entre sí, cómo son determinados y qué variables de mercado los afectan.

## 2. DEFINICIONES

### Capacidad Total de Transmisión – CTT

- ◆ Expresa la aptitud de los sistemas interconectados de transferir confiablemente energía de un área a otro a través de todas las líneas de transmisión, bajo condiciones específicas del sistema.
- ◆ A nivel de planificación, puede usarse como un indicador de desempeño del sistema y para evaluar configuraciones alternativas.
- ◆ A nivel de operación, puede utilizarse para evaluar en tiempo real la aptitud de transferir energía entre partes de la red o áreas de control.

### Capacidad Aprovechable de Transferencia – CAT

- ◆ Es la capacidad residual de transferencia que la red física de transmisión aún dispone para actividad comercial adicional, por encima de la capacidad previamente comprometida.

### Margen de Confiabilidad de la Transmisión – MCT

- ◆ Es la porción de Capacidad Total de Transmisión (CTT) necesaria para que la red ofrezca seguridad bajo un margen razonable de incertidumbre.

### Margen de Beneficio de la Capacidad – MBC

- ◆ Es la porción de Capacidad Total de Transmisión (CTT) reservada por entidades servidoras de cargas para asegurarles el acceso a generación del sistema interconectado, de modo que alcancen requerimientos específicos de confiabilidad de generación.

Conviene destacar en separado algunas definiciones que guardan relación con el dimensionamiento de la capacidad total de transmisión:

### Capacidad Adicional de Primera Contingencia (CAPC)

- ◆ Es la cantidad de potencia adicional, por sobre las **Transferencias de Potencia en Base Normal (TPBN)**, posible de ser transferida a través del sistema interconectado observando los criterios de primera contingencia.



### Transferencia de Potencia en Base Normal (TPBN)

- ◆ Es la representación de las condiciones de base del sistema que fueron analizadas en conjunto y acordadas entre todos los agentes involucrados.

### Capacidad Total de Transmisión de Primera Contingencia (CTPC)

- ◆ Cantidad neta resultante de CAPC y TPBN. Esta es la capacidad total de transmisión a ser considerada en condiciones de primera contingencia.

### 3. LIMITACIONES FÍSICAS Y CAMINOS CRITICOS DE LA CTT

El prestador del servicio público de transmisión verá limitada la capacidad total de transferencia a través del sistema por él manejado, que puede estar compuesto por líneas de su propiedad o de terceros por él contratadas, por efecto de las clásicas restricciones técnicas o físicas que normalmente escapan a su control (ver Figura 1):

- a) Límite Térmico, que puede ser considerado constante en el tiempo, ya que resulta directamente de la aptitud física de los cables para conducir corriente eléctrica sin sobrepasar límites específicos de calentamiento. Responde a los criterios de diseño de la L.T. sin verse afectado por el resto del sistema interconectado.
- b) Límite de Tensión, que presenta valores muy variables a lo largo del tiempo, como se puede observar en la Fig.1, debido a que los parámetros característicos de impedancia longitudinal y admitancia distribuida de la L.T., si bien responden a criterios de diseño propios, son influenciados por las características cambiantes de la carga y de la fuente generadora, principalmente en lo relacionado a los respectivos aportes de reactivos.
- c) Límite de Estabilidad, cuya variación en el tiempo depende en gran medida de las modificaciones que se van verificando en la propia configuración del sistema de transmisión en cuanto afecte la impedancia longitudinal total, las características dinámicas de la carga y la respuesta de la regulación carga - frecuencia que es capaz de dar la generación.

Dadas las limitaciones técnicas precedentemente señaladas, la máxima capacidad total de transferencia está determinada por el menor valor que asuma a lo largo del tiempo cada uno de los tres límites arriba descritos. Entre ellos, los dos últimos (límites de tensión y de estabilidad), pueden ser extendidos substancialmente mediante la adquisición de servicios anclares específicos que podrán ser suministrados tanto por empresas de transmisión como por generadores, distribuidores o consumidores libres.

{ INCLUDEPICTURE "FIG1.JPG" \\* MERGEFORMAT }

Figura 1

En cuanto a la determinación de los **camino crítico** del sistema de transmisión utilizados para expresar las condiciones de capacidad total de transferencia, conviene distinguir las dos modalidades recomendadas según el grado de interconexión de la red:

- Camino Nominado del Sistema, cuya utilización resulta conveniente para sistemas caracterizados por redes dispersas donde demanda y generación se encuentran distantes una de otra. En estos casos el camino crítico es normalmente predeterminado.
- Por Respuesta de la Red o Intercambio entre Areas, más apropiada para redes en malla con nudos muy numerosos, donde demanda y generación se encuentran muy cercanas y fuertemente interconectadas. En estos casos los caminos críticos son dinámicos y varían dependiendo de las condiciones en un tiempo dado.

### 3. 4. DETERMINACION DE LA CAPACIDAD APROVECHABLE DE TRANSFERENCIA – CAT

Antes de entrar a analizar la expresión que permita calcular la Capacidad Aprovechable de Transferencia – CAT, es necesario examinar la CTT, la CAT y los términos o parámetros relacionados en el contexto de lo que se denomina el **Sistema de Reserva de Servicios de Transmisión**.

En primer lugar, es importante aclarar para qué periodo futuro se realizan las reservas de capacidad de transmisión. Se distinguen los siguientes horizontes:

- ✓ **Horizonte de Operación**, que se refiere prácticamente a la programación de los requerimientos de transmisión para atender la curva de demanda diaria en tiempo real. Se trata más bien de una programación horaria.
- ✓ **Horizonte de Planificación**, que se refiere a las reservas establecidas con miras a la demanda prevista en los días o semanas futuras, pero casi siempre en el corto plazo. Evidentemente, no se está hablando de una planificación de las inversiones para la expansión del sistema, sino en la planificación de prioridades de contratación, celebración de acuerdos con otros prestadores del servicio, etc.

En segundo lugar, es importante definir el grado de seguridad de cumplimiento que conllevan tales compromisos de reserva de servicios de transmisión. A este respecto se definen:

- ✓ **Reserva Irrevocable**, que, como su nombre lo indica, implica un compromiso de firme disponibilidad de la capacidad reservada durante el periodo acordado.



- ✓ **Reserva Revocable**, que corresponde a una porción “flotante” de capacidad reservada con cierta flexibilidad para ser reubicada por el prestador del servicio de transmisión con acuerdo previo del contratante original.

Como es de suponer, las fronteras entre los parámetros aquí definidos son imprecisas y difusas, debiendo el despachador agudizar al máximo su percepción del mercado.

A partir de lo expuesto, se pasará a la determinación de la CAT en función de la CTT, así como las variables relacionadas, tanto en carácter irrevocable como revocable, ya sea en el horizonte operativo como de planeamiento, para lo cual puede servir de apoyo la Figura 2.

**Capacidad Aprovechable de Transferencia Irrevocable –CATIR**

$$CATIR = CTT - MCT - ResIR \text{ (Incluyendo MCB)}$$

(Aplicable tanto al Horizonte Operativo como al de Planificación)

**Capacidad Aprovechable de Transferencia Revocable – CATRE**

$$CATRE = CTT - a*MCT - ResRE - (ResIR + b*MBC)$$

(Aplicable al Horizonte de Planificación)

$$CATRE = CTT - c*MCT - ProRE - (ProIR + d*MBC)$$

(Aplicable al Horizonte de Operación)

Donde  $0 \leq a, b, c, d \leq 1$ , valores determinados individualmente por los proveedores de transmisión, basados en aspectos concernientes a la confiabilidad.

Recordemos la definición de algunos términos arriba usados:

- MCT** Margen de Confiabilidad de Transmisión
- MBC** Margen de Beneficio de la Capacidad
- ResIR** Reservada Irrevocable
- ResRE** Reservada Revocable
- ProIR** Programada Irrevocable
- ProRE** Programada Revocable

{ INCLUDEPICTURE "FIG2.JPG" \\* MERGEFORMAT }

Figura 2

Para facilitar la interpretación de las relaciones que afectan a la CAT y las variables que la vinculan a la CTT, se han simplificado las expresiones anteriores eliminando el término MCB (Margen de Beneficio de Capacidad) destinado exclusivamente a asegurar entrada de generación. Las relaciones resultantes están indicadas gráficamente en la Figura 3 para los horizontes de operación y de planeamiento:

{ INCLUDEPICTURE "FIG3.JPG" \\* MERGEFORMAT }

$$CATIR = CTT - MCT - ResIR \text{ ( Planific. \& Operación)}$$

$$CATRE = CTT - a*MCT - ResRE - ResIR \text{ (Planificación)}$$

$$CATRE = CTT - b*MCT - ProRE - ProRE \text{ (Operación)}$$

Donde, como ya se ha indicado  $0 \leq a, b \leq 1$

**RESTRICCIONES**

$$ProIR \leq ResIR \leq CTT - MCT$$

$$ProIR \leq ProRE \leq CTT$$

Figura 3

Tanto en las relaciones indicadas en la Fig. 3 precedente, como en las que serán empleadas en las demostraciones de las Figuras 4 y 5 siguientes, se utilizarán repetidamente los mismos términos relacionados unos a las capacidades de transferencia y otros a los servicios de transmisión requeridos, por lo que es útil destacarlos así agrupados:

**CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA:**

- CTT** = CAPACIDAD TOTAL DE TRANSMISIÓN
- CAT** = CAPACIDAD APROVECHABLE DE TRANSFER.
- CATRE** = CAT REVOCABLE
- CATIR** = CAT IRREVOCABLE

**SERVICIOS DE RESERVA DE TRANSMISIÓN:**

- ResIR** = RESERVADA IRREVOCABLE
- ProIR** = PROGRAMADA IRREVOCABLE
- ResRE** = RESERVADA REVOCABLE
- ProRE** = PROGRAMADA REVOCABLE

**5. EJEMPLOS DEMOSTRATIVOS**

En la Figura 4 se ilustran tres ejemplos demostrativos del funcionamiento del sistema de reserva de servicios de transmisión teniendo en cuenta las ecuaciones y restricciones presentadas en la Figura 3 del ítem 4 precedente las que, para una mayor facilidad demostrativa, se simplifican una vez más eliminando el término MCT, que representa el margen de confiabilidad de transmisión, el cual se considerará

satisfactorio a los efectos del presente análisis. Para una mejor interpretación de los gráficos es útil recordar que los servicios programados se refieren al horizonte operativo, mientras que los reservados se encuadran en el horizonte de planificación.

```
{ INCLUDEPICTURE "FIG41.JPG" \* MERGEFORMAT
}{ INCLUDEPICTURE "FIG42.JPG" \*
MERGEFORMAT }
```

```
{ INCLUDEPICTURE "FIG43.JPG" \* MERGEFORMAT
}
```

**Figura 4**

En el 1er. Ejemplo se puede observar un comportamiento sumamente conservador del usuario del servicio, tomando una fracción de la reserva irrevocable para atender a sus requerimientos de programación operativa, sin recurrir a reserva revocable para cubrir su programación. Las igualdades respectivas quedan:

**CATIR = CTT - ResIR (Planificación & Operación)**  
**CATRE = CTT - ResIR - ResRE (Planificación)**  
**CATRE = CTT - ProIR (Operación)**

Como se observa en el gráfico, queda sobrando una gran capacidad aprovechable en el horizonte operativo, si bien de carácter revocable.

En el 2º Ejemplo, contrariamente al 1er. Caso, se nota una actitud arriesgada por parte del tomador del servicio ya que decide cubrir sus requerimientos programados en tiempo real exclusivamente con capacidad del tipo revocable, que constituye, además, una porción superior a sus reservas irrevocables. La expresión de la Capacidad Aprovechable de Transferencia Revocable en el horizonte operativo se modifica por lo tanto a la siguiente:

**CATRE = CTT - ProRE (Operación)**

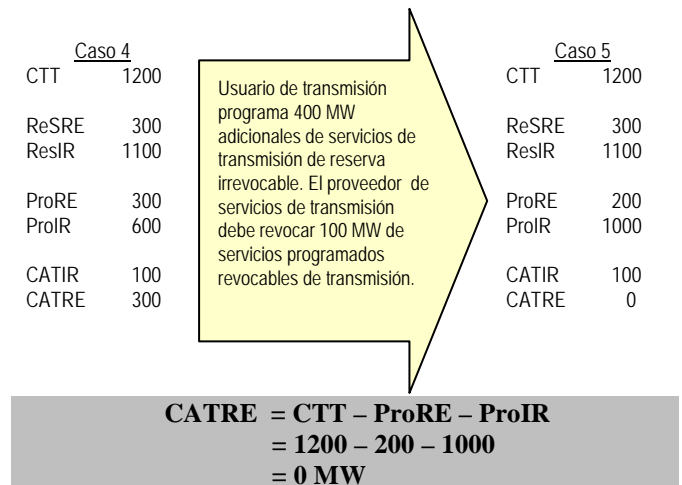
En el Ejemplo 3 notamos una distribución equilibrada de los requerimientos de capacidad de transmisión, que se cubren con una parte de capacidad programada irrevocable y otra de característica revocable, resultando la respectiva expresión de Capacidad Aprovechable de Transferencia Revocable CATRE:

**CATRE = CTT - ProIR - ProRE (Operación)**

En la Figura 5 se presenta una demostración dinámica del comportamiento del sistema de reservas de servicios de transmisión tomando un 4º escenario para ejemplificar la situación. En efecto, a partir de una situación (caso 4) de alta capacidad de reserva irrevocable y una reserva revocable por encima de la Capacidad Total de Transmisión (CTT) configurando una alta probabilidad de revocación, se plantea en el horizonte operativo la necesidad de programar una cierta capacidad adicional lo

que conduce a la nueva situación (caso 5) en la que el proveedor del servicio se ve obligado a revocar una parte de los servicios programados revocables.

```
{ INCLUDEPICTURE "FIG5.JPG" \* MERGEFORMAT }
```



**Figura 5**

## 6. PROVISION DE SERVICIOS ANCILARES

Se hará una breve referencia a los principales servicios llamados ancilares (del latín *ancilla* = sierva, criada) que pueden ser comercializados en el mercado eléctrico y que interesan a la óptima y eficiente utilización de los recursos tecnológicos y humanos para beneficio de la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica. Finalmente, se darán algunos precios de referencia para la provisión de estos servicios a nivel internacional.

### PROGRAMACIÓN, DESPACHO Y CONTROL DEL SISTEMA – PDCS

- ◆ Contempla todos los costos de funcionamiento del respectivo Centro de Control, incluyendo gastos de personal y administrativos. Se establecen precios por MWh despachado.

### SUMINISTRO DE REACTIVOS Y CONTROL DE TENSION DESDE FUENTES DE GENERACION – SRCT

- ◆ Incluye solo Potencia Reactiva de Generación
- ◆ Excluye:
  - Capacitores Shunt/Série existentes
  - Compensadores Síncronos o SVC existentes
- ◆ Componentes (2):
  - Básico (Porción de SRCT por Generación de Reactivos)



- Pérdidas inherentes.
- ◆ Prorrato de costos SRCT/Generación (Básico):
  - Generador:  $MVAR/(MW + MVAR)$
  - Excitación:  $Eq/(Ep + Eq)$
  - $Eq$ : Excitación Nominal solo para MVAR
  - $Ep$ : Excitación Nominal solo para MW
- ◆ Pérdidas Atribuidas al SRCT:
  - En Modo de Generador:
    - $Pp/(Pp + Pq)$
    - $Pp$ : MW nominal - 0 MVAR
    - $Pq$ : 0 MW - MVAR nominal
  - En Modo SVC:
    - Pérdidas totales
    - Incluye fricción y rozamiento.

### REGULACIÓN Y RESPUESTA DE FRECUENCIA – RRF

- ◆ Incluye:
  - Balanceo Carga/Fuente
  - Control de Frecuencia
  - Control de Intercambio entre Áreas
  - Control de Desvío Horario
- ◆ Se requiere:
  - Control Automático de Generación (CAG)
  - Margen de Regulación Especificado (Estatismo)

### RESERVA OPERATIVA – ROP

- ◆ Es requerida para atender fuera de servicio forzado
- ◆ Obedece a Criterios de Operación adoptados por los agentes interconectados.
- ◆ Valores usuales:
  - 5% de Capacidad Hidroeléctrica
  - 10% de Capacidad Termoeléctrica

### RESERVA OPERATIVA GIRANTE – ROG

- ◆ Como mínimo, se adopta el 50% de la Reserva Operativa Total (RO)
- ◆ Representa Capacidad en Reserva Caliente disponible sobre la red
- ◆ Normalmente, solamente se usan unidades hidroeléctricas como Reserva Girante

### RESERVA OPERATIVA SUPLEMENTARIA – ROS

- ◆ Constituye Reserva Girante en exceso sobre la requerida
- ◆ Disponible para entrar a la red en un tiempo de 10 min.
- ◆ Incluye Turbinas a Gas de partida rápida
- ◆ Puede comprender, además:
  - Cargas Desconectables
  - Exportaciones Interruptibles
  - Derechos de Terceros sobre la atención de la Demanda

### DESBALANCE ENERGÉTICO

- ◆ Se permite a los usuarios a mantener un balance de  $\pm 1,5\%$  (con respecto a la capacidad reservada) entre generación y consumo dentro del lapso de 1 hora.
- ◆ En caso de desbalance positivo dentro de la franja:
  - Debe ser eliminado (compensado) dentro de los siguientes 30 días, o
  - Genera un crédito basado en el costo mínimo de la energía vendida por el proveedor en el mes.
- ◆ El desbalance positivo fuera de la franja no se reconoce como crédito, siendo por tanto perdido.
- ◆ En caso de desbalance negativo dentro de la franja:
  - Debe ser eliminado (compensado) dentro de los siguientes 30 días, o
  - Se factura a un precio representativo del vigente en el mercado (XX US\$/MWh)
- ◆ En caso de desbalance negativo fuera de la franja:
  - Se factura aplicando al precio antes citado un factor de penalización (p.ej.  $1,25 \times XX \text{ US}/\text{MWh}$ )

### PRECIOS DE REFERENCIA POR PROVISIÓN DE ALGUNOS SERVICIOS ANCILARES

SERVICIO	CARGO
PDCS–Programación, Despacho y Control	\$0,035/MWh
SRCT – Sumin. Reactivos y Control Tensión	\$0.700/MWh
RRF - Regulación/Respuesta de Frec. (*)	\$0,150/MWh
ROG - Reserva Girante (\$7,40x3,5%)	\$0.260/MWh
ROS - Reserva Suplement. (\$7,90x3,5%)	\$0,280/MWh

(\*) Corresponde a \$7,7x2% Regulación

Los cargos precedentemente indicados son simplemente indicativos de la incidencia media de estos servicios ancilares sobre el precio final del MWh gerenciado o despachado en el mercado. Los precios entre paréntesis son indicativos de las tarifas aplicadas para las potencias de regulación, de reserva operativa girante o de reserva operativa suplementaria, que varían en función del grado de congestión de la red.

## 7. CONCLUSIONES

El presente trabajo se ha propuesto como objetivo despertar la curiosidad de los colegas, en especial la de aquellos que actúan en el campo de la operación y de la comercialización de energía eléctrica, sobre la amplia y creativa gama de figuras y esquemas que pueden ser ensayados y practicados en el desafiante y competitivo juego al que nos llamará, tarde o temprano, la inevitable apertura del mercado eléctrico nacional y regional. El ingeniero de ANDE y del Sector Eléctrico de nuestro país debe estar preparado para ese momento, practicando los ejercicios aquí insinuados



COMITÉ NACIONAL PARAGUAYO

IV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO -  
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.  
30 de Noviembre al 02 de Diciembre de 2000  
CIGRE – PARAGUAY

mediante la simulación de los diversos prestadores de servicios de transmisión y proveedores de servicios ancilares, que de hecho existen en nuestras empresas, despachando con eficiencia los requerimientos de energía a través del sistema, asumiendo los diversos roles involucrados en este apasionante juego.

Los bosquejos aquí presentados no pretenden más que invitar a penetrar una nueva temática, sin querer con ello dictar cátedra sobre un asunto casi desconocido para el autor, quien mediante un gran esfuerzo personal ha tratado de familiarizarse con aspectos tan extraños a su formación profesional y a los moldes del negocio eléctrico por él vividos.

## **8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Yakout Mansour – “Preparing for a Wholesale Energy Market in a Competitive Environment” – Seminario CIGRÉ /CEPEL – Rio de Janeiro – Brasil - Enero 1999

Xisto Viera Filho – “Methods and Tools for Transmission Pricing” – CIGRÉ - Comité Nacional Brasileño – CE 38.