

## ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSPORTE EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL INTEGRADO

Mario Vignolo, Fernando Berrutti, Nicolás Yedrzejewski, Pablo Ferrari, Alfredo Piria, Ignacio Afonso,  
Juan Martín García, Nicolás Gregorio  
Instituto de Ingeniería Eléctrica - Facultad de Ingeniería (UDELAR)

**Resumen**— La tendencia tanto a nivel mundial como regional es hacia la interconexión de los sistemas y la integración de los mercados eléctricos ya que con ello se logra una mayor eficiencia en el sector, se reduce los costos y se aumenta la confiabilidad en el suministro.

Sin embargo, el intercambio de energía entre países modifica los flujos de potencia por las líneas de cada sistema eléctrico y en consecuencia su utilización. El costo asociado a las mismas debe ser asignado entre los distintos usuarios, independientemente de la regulación particular de los mercados mayoristas de cada país participante del mercado regional, que podrá establecer un mayor o menor grado de competencia (i.e. participación de gran cantidad de agentes en el mercado de cada país o existencia de una única empresa monopólica verticalmente integrada).

La metodología para la asignación de los costos del transporte puede tener impactos significativos para los agentes involucrados en las transacciones de energía y cuando se trata de agentes de distintos países los impactos pueden medirse a nivel de la economía de cada país. En consecuencia, resulta importante el estudio de las metodologías de asignación de costos y los impactos de su utilización para todos los participantes.

En este trabajo se realiza el modelado de la red regional incluyendo los sistemas de 500 kV de Uruguay, Argentina, Brasil y Paraguay, y se analizan dos posibles metodologías de asignación de los costos del transporte, tomando como caso particular la importación de energía eléctrica desde Brasil a Uruguay. La primera respeta los métodos actuales de asignación de peajes de cada país y los aplica a la transacción internacional en cuestión. La segunda metodología corresponde a la utilización de “Participaciones proporcionales” considerando todo el sistema como un único mercado integrado.

**Palabras Clave**— Mercado Eléctrico Regional, Peajes, Participaciones Proporcionales.

### I. INTRODUCCIÓN

Como es bien sabido los precios nodales propuestos por [1] envían señales eficientes de corto plazo tanto en tiempo como en localización para las cargas y los generadores en las redes de transmisión, tal como se analiza en [2].

A pesar de que estos precios nodales recuperan de las cargas un monto superior al pagado por los generadores, dando lugar a un ingreso tarifario, éste es insuficiente para cubrir los costos de infraestructura remanentes y otros costos fijos de red, tal como se muestra en [3], [4] y [5].

Para recuperar entonces los costos remanentes es necesario utilizar otros métodos. El método más simple que ha sido

propuesto consiste en trasladar los costos remanentes de infraestructura en forma proporcional a las potencias (i.e. estampillado). Sin embargo este método no proporciona señales eficientes de largo plazo para la inversión en nueva infraestructura o para la localización de nuevas cargas y generadores.

Alternativamente, y comenzando por [6], varios autores han escrito sobre métodos de “intensidad de uso” para la asignación de los costos fijos de red. Estos métodos de “intensidad de uso” para la asignación de costos se han vuelto conocidos genéricamente como métodos MW-mile, tal como fueran denominados en [6]. La “intensidad de uso” puede ser definida en forma genérica como el impacto de una carga o un generador en un equipamiento de transmisión (línea, transformador, etc.) relativa al flujo total o a la capacidad total del equipamiento, determinado por un modelo de flujo de cargas. Otras variaciones de la misma pueden ser vistas en [7]. Por otra parte, existen diversos métodos basados en flujos de carga para determinar la “intensidad de uso”. [8], [9] y [10] utilizan una metodología de seguimiento de los flujos basada en “Participaciones proporcionales”. Sin embargo, [6] y [4] utilizan factores marginales como los factores de distribución, mientras que [11] utiliza factores de utilización de línea que dependen de la demanda del sistema. [12] realiza una recopilación y comparación de los distintos métodos disponibles y muestra que se llega a resultados similares para flujos y peajes, concluyendo en que no existe un acuerdo sobre cuál es el mejor método para determinar la “intensidad de uso”.

En el caso de la elección de la metodología para la asignación de los costos de transmisión en un mercado regional debe tenerse en cuenta que la misma debe percibirse justa por todos los países participantes. En estos casos la utilización de factores marginales que dependan de la elección de la barra flotante puede no resultar conveniente, ya que según la ubicación de dicha barra, el balance económico entre países relativo a la asignación de los costos de red será distinto. En consecuencia, la utilización del método de “Participaciones proporcionales”, cuyos resultados no dependen de la elección de la barra flotante en el flujo de cargas, puede resultar una alternativa adecuada en estos casos.

La elección de una única metodología regional es lo más adecuado [13] si bien probablemente sea complicado en términos políticos.

Sin embargo, la utilización del llamado “pancaking”, es decir cargar a una transacción internacional que “atraviesa” N países, el cargo de cada país como si fuera una transacción

nacional, no resulta ser adecuada. Si bien esta metodología puede resultar justa desde el punto de vista de cada país, es altamente dependiente de la ubicación de las fronteras políticas más que de la realidad física de los flujos y de la red. El “pancaking” produce un peaje que es dependiente de la transacción y que además es la acumulación de las tarifas de todos los países “atravesados” por ella, en lugar de un peaje regional único, independiente de las fronteras.

En este trabajo se realiza el modelado de la red regional incluyendo los sistemas de 500 kV de Uruguay, Argentina, Brasil y Paraguay, y se analizan dos posibles metodologías de asignación de los costos del transporte, tomando como caso particular la importación de energía eléctrica desde Brasil a Uruguay. La primera utiliza el “pancaking”, respetando los métodos actuales de asignación de costos de cada país y aplicándolos a la transacción internacional en cuestión, sumando los cargos correspondientes como si fueran transacciones nacionales. La segunda metodología corresponde a la utilización de “Participaciones proporcionales” y considera todo el sistema como un único mercado integrado.

El trabajo está estructurado de la siguiente manera. En la Sección II se presenta la forma en que se realiza la valoración de los costos de la red regional. En la Sección III se presenta la metodología para la asignación de los costos en el caso de que se respete la metodología de cada país. En la Sección IV se presenta la metodología de “Participaciones proporcionales”. En la Sección V se presenta el caso de aplicación a la red regional de Uruguay, Brasil, Argentina y Paraguay, para el caso de una transacción en la cual Uruguay compra energía a Brasil. En la Sección VI se presentan los resultados. Finalmente, en la Sección VII se presentan algunas conclusiones.

## II. VALORIZACIÓN DE LOS COSTOS DE RED

Se consideraron los costos de red normalizados para toda la región igual a USD 300.000 por kilómetro de línea de 500 kV instalados. A partir de allí se calculó la anualidad del valor nuevo de reemplazo (AVNR) considerando una vida útil de 30 años y una tasa de retorno de capital del 10%. Adicionalmente, se consideraron los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOyM) iguales al 2,7% de la inversión.

Para cada país, los costos reconocidos a ser recaudados por concepto de peaje se tomaron de la siguiente manera:

- para Brasil, el costo de AVNR más el costo de AOyM, afectado por un factor de eficiencia tomado igual a 0.85
- para Argentina, sólo el costo de AOyM
- para Uruguay, el costo de AVNR más el costo de AOyM.

Estos supuestos intentan reflejar las diferentes regulaciones para el régimen tarifario de la transmisión de cada país.

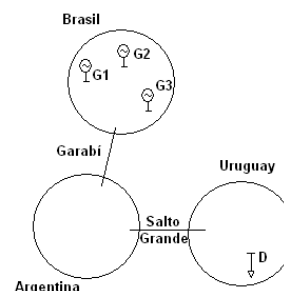
Para el caso particular del monto a ser recaudado por concepto de peajes en la Conversora de frecuencia de Garabí, se tomó el costo de AVNR más el costo de AOyM, suponiendo un costo total para la conversora (2000 MW) de USD 600.000.000. Bajo estas hipótesis el costo a ser recuperado por concepto de peajes para la misma es de USD 75.647.549.

## III. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN SEGÚN LA METODOLOGÍA DE CADA PAÍS (“PANCAKING”)

### A. Generalidades

El cálculo de los costos de peajes asociados a una transacción entre países se realiza aplicando para cada país su metodología específica y acumulando los costos de peajes de cada país.

FIGURA 1.  
EJEMPLO: INTERCAMBIO DE ENERGÍA ENTRE BRASIL Y URUGUAY



Supongamos por ejemplo el caso particular de posterior aplicación en este trabajo, en el cual Uruguay compra energía a Brasil. Supongamos que la transacción se realiza entre los generadores G1, G2 y G3 de Brasil y la demanda D de Uruguay, tal como se muestra en la Fig. 1. En este caso el peaje de la transacción se determina de la siguiente forma:

1. Para la potencia proporcionada por los generadores G1, G2 y G3 en la transacción, se calculan los peajes utilizando la metodología de Brasil. Asimismo, se calculan los peajes de una demanda de exportación ubicada en Garabí por la potencia que resulta de la transacción.
2. Se calculan los peajes asociados a Garabí para la potencia de tránsito correspondiente a la transacción.
3. Se calculan los peajes en Argentina, considerando la metodología de este país, para un generador en Garabí y una demanda en Salto Grande, con los valores de flujo de la transacción considerada.
4. Se calculan los peajes en Uruguay, considerando la metodología de este país para un generador en Salto Grande y la demanda D, con los flujos correspondientes a la transacción considerada.
5. Se suman todos los peajes calculados anteriormente y se asignan a la transacción considerada.

### B. Metodologías propias para cada país

Para cada país se considera la metodología actual en uso, de acuerdo a los marcos regulatorios vigentes.

Para Brasil se utilizó la metodología descrita en [14] y [15], consistente básicamente en los siguientes principios:

- Reparte los costos entre Generación y Demanda en 50% y 50%.
- Calcula un precio nodal con un método MW-mile utilizando la matriz beta de sensibilidades, el costo unitario de las líneas, y un factor de ponderación del uso de las líneas.
- El factor de ponderación es el cociente entre el flujo por la línea dividido su capacidad, si este es menor que la tolerancia mínima, el factor de ponderación será cero, si por el contrario es mayor que la tolerancia máxima el factor de ponderación será uno. Tolerancias definidas:  
Generación: mínimo 0,30 – máximo 0,60  
Demandas: mínimo 0,40 – máximo 0,80
- A los generadores se les considera la potencia instalada, y a las demandas la potencia máxima en horario de punta.
- Luego lo no recuperado por este método lo estampilla de manera de asegurar la recaudación.

Para Argentina, se utilizó la metodología descrita en [16], consistente básicamente en los siguientes principios:

- Para cada nodo, define un área de influencia en la que sólo se consideran las líneas en las que la generación o demanda, según corresponda, aporta positivamente al flujo resultante en dicha línea. Es decir sólo se queda con los coeficientes de la matriz beta que coinciden con el sentido del flujo resultante por la línea.
- Utiliza un factor de ajuste con el flujo incremental total de la línea, de manera que se asegura de recaudar la totalidad de los costos definidos.
- Considera como barra flotante el centro de carga del sistema.
- Estos cálculos se hacen a partir del flujo de potencia probable para las horas del pico de carga.

Para Uruguay, se utilizó la metodología descrita en [17], consistente básicamente en los siguientes principios:

- Se definen cargos por potencias y cargos por localización.
- Los generadores sólo pagan peaje por localización.
- La metodología por localización considera sólo los coeficientes positivos de la matriz beta, y los conceptos de flujos incrementales y red adaptada.
- Considera como barra flotante la barra de 500kV de la estación Montevideo A.

- Las demandas pagan un peaje por potencia, estampillando la diferencia para llegar a la remuneración total.
- Para los primeros años se definió, que los generadores pagarán en forma estampillada, el monto que se recuperaría por localización, y que las demandas pagarán en forma estampillada la diferencia para llegar al monto total de la remuneración del transporte.

### IV. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN SEGÚN EL MÉTODO DE PARTICIPACIONES PROPORCIONALES

La metodología de Participaciones Proporcionales [8] está basada en el análisis del flujo de carga aplicado a la red en cuestión. Mediante los resultados obtenidos a través del mismo, calcula los coeficientes de participación de cada carga y/o generador en el flujo a través de cada línea. El objetivo del algoritmo es brindar un factor que cuantifique las contribuciones de cada nodo en el flujo de cada línea, es decir, cuánta de la potencia que circula por una línea se debe al consumo o generación de ese nodo. El método agrega la posibilidad de asignar las pérdidas de transmisión a los generadores o cargas mediante un agregado al algoritmo<sup>1</sup>. Los datos requeridos por este método son los flujos de potencias a través de las líneas, obtenidos a partir de un flujo de cargas, la generación y/o demanda de cada nodo y el costo asignado a cada línea.

A continuación se presentan las bases del método.

El método, basado en el principio de flujos proporcionales, determina entonces la asignación de costos de transmisión a los distintos “nodos” (generadores y cargas) según su participación en dichos flujos.

Los distintos “nodos” se diferencian en “nodos de inyección”, según el flujo neto sea saliente del mismo (i.e. inyectan potencia a la red), o “nodos de retiro” según el flujo neto sea entrante al mismo (i.e. consumen potencia de la red). Luego, se analiza la participación para los dos grupos mencionados.

Esta participación representa la proporción del flujo total de la línea  $j$  que es responsabilidad del nodo  $i$ .

Para calcular la participación de cada nodo de inyección, se identifican todas las posibles líneas que puedan transportar potencia saliente del nodo  $i$  y se le atribuye la participación mediante la hipótesis de flujos proporcionales que responde a la primera “ley de Kirchoff”.

$$\left. \begin{aligned} f_{ij} &= A_{ij} \cdot f_j \\ f_j &= \sum_{i=1}^n f_{ij} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \sum_{i=1}^n A_{ij} = 1$$

De esta manera resulta que el flujo total de la línea  $j$  ( $f_j$ ) es igual a la suma de las participaciones ( $f_{ij}$ ) de cada nodo

<sup>1</sup> En este trabajo no se tuvieron en cuenta las pérdidas en la red.

de inyección de la red. El valor  $A_{ij}$  representa la proporción del flujo por la línea  $j$  que es asociado al nodo  $i$ .

Análogamente se calcula la participación de cada nodo de retiro asociado a las distintas líneas de la red. En este caso se determinan todas las líneas que conforman “camino” de potencia que alimentan al nodo  $i$ . De la misma manera que para los nodos de inyección se calcula la participación de cada nodo de retiro en el flujo total de cada línea de la red.

Finalmente el costo de transmisión de la línea  $j$  ( $C_j$ ) se atribuye a cada nodo de la siguiente manera  $C_{ij} = C_j \cdot A_{ij}$ , tanto para “nodos de inyección” como para los “nodos de retiro”.  $C_{ij}$  representa el costo asociado al nodo  $i$  debido al flujo que circula por la línea  $j$ .

Se puede asignar posteriormente distintos “pesos” a ambos grupos en la participación global. Esto es, se puede asignar por ejemplo un coeficiente de 0.7 a los “nodos de inyección” y 0.3 a los “nodos de retiro”.

La ventaja de este método radica en su sencillez ya que necesita simplemente el resultado de un flujo de carga para la red. También se encuentra libre de decisiones como la de la selección de la barra flotante, la cual puede ser bastante polémica cuando se trata de determinar una metodología en un sistema regional.

## V. EJEMPLO DE APLICACIÓN EN UNA RED REGIONAL

### A. Introducción

Se eligió, como caso de aplicación, el sistema eléctrico regional, el cual incluye las redes de Argentina, Brasil<sup>2</sup>, Paraguay y Uruguay en niveles de tensión 500 kV, 525 kV y 765 kV, estudiando el período de tres meses comprendido entre febrero y marzo de 2006, en el cual Uruguay compró energía a Brasil (por Garabí), y a Argentina a través de los acuerdos con CEMSA y CAMMESA.

Para la realización de los diferentes modelos de carga y generación se utilizaron los promedios de los datos obtenidos para los meses mencionados anteriormente. En el caso argentino los datos fueron proporcionados por CAMMESA<sup>3</sup>, para Brasil por el ONS<sup>4</sup>, y para el caso uruguayo los datos provienen de UTE.

Mediante estos datos se realizó el modelo DC para las redes en estudio, aplicándose posteriormente las dos metodologías para la asignación de los costos de red. La primera utiliza el “pancaking”, respetando los métodos actuales de asignación de costos de cada país y aplicándolos a la transacción internacional en cuestión, sumando los cargos

correspondientes como si fueran transacciones nacionales. La segunda metodología corresponde a la utilización de “Participaciones proporcionales” y considera todo el sistema como un único mercado integrado.

En todos los cálculos se supuso que las potencias medias obtenidas para el período de estudio de 3 meses se mantenían durante todo un año. Se tomó una potencia media de intercambio desde Brasil hacia Uruguay por Garabí de 274 MW, y una potencia media igual desde Argentina a Uruguay, proveniente de generadores argentinos, resultando entonces una potencia media a través de la interconexión entre Argentina y Uruguay de 548 MW (274 MW que provienen desde Brasil y 274 MW que provienen de la generación argentina).

### B. Descripción general del sistema eléctrico regional

#### 1) Argentina

A continuación se presentan los nodos modelados de la red Argentina, así como los datos de generación y demanda medias asociados a cada uno de ellos.

TABLA I  
NODOS DE LA RED ARGENTINA

NODO	NOMBRE ABREVIADO	POTENCIA INYECTADA (MW)	POTENCIA ABSORBIDA (MW)
ALICURA	'A_ALIC'	155	27
ETP DEL AGUILA	'A_ETPA'	0	0
CH. PIEDRA AGUILA	'A_PIAG'	449	0
PICHI PICUN LEUFU	'A_PIPL'	79	0
CHOCON OESTE	'A_CHOO'	11	0
CHOELE CHOEL	'A_CHOEL'	0	0
AGUA DEL CAJON	'A_AGCA'	307	0
PUERTO MADRYN	'A_PTOM'	0	0
EL CHOCON	'A_CHOC'	0	126
CHOCON G1	'A_CHG1'	122	0
CHOCON G2	'A_CHG2'	122	0
CHOCON G3	'A_CHG3'	122	0
BAHIA BLANCA	'A_BBLA'	275	180
OLAVARRIA	'A_OLAV'	0	353
CERRITO DL COSTA	'A_CCOS'	0	0
PUELCHES	'A_PUEL'	0	24
PLANICIE BANDERITA	'A_PBAN'	187	12
LOMA DE LA LATA	'A_LOMA'	209	0
HENDERSON	'A_HEND'	0	191
MACACHIN	'A_MACA'	0	61
EZEIZA	'A_EZEI'	293	0
ABASTO	'A_ABAS'	177	0
GRAL RODRIGUEZ	'A_GROD'	0	842

<sup>2</sup> Para el análisis de la “red brasileña” se incluyó únicamente la región sur, comprendida por los estados de Río Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná y Mato Grosso do Sul.

<sup>3</sup> Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico

<sup>4</sup> Operador Nacional do Sistema Eléctrico

CAMPANA	'A_CAMP'	0	248
RAMALLO	'A_RAMA'	0	93
AES PARANA	'A_AESP'	504	0
ROSARIO OESTE	'A_ROSO'	0	654
ALMA FUERTE	'A_ALFU'	0	231
MALVINAS ARGS	'A_MALV'	0	370
RECREO	'A_RECR'	0	185
EL BRACHO	'A_BRAC'	0	0
SM TUCUMAN	'A_SMTU'	0	0
CENTRAL NUCLEAR	'A_EMBA'	645	0
RIO GRANDE	'A_RIOG'	27	0
LUJAN GRAN MENDOZA	'A_LUJA'	0	103
SANTO TOME	'A_STOT'	0	410
SALTO GRANDE ARG	'A_SGAR'	120	380
COLONIA ELIA	'A_ELIA'	0	384
RINCON PASO DE LA PATRIA	'A_RINC'	0	149
RESISTENCIA	'A_RESI'	0	262
ROMANG	'A_ROMA'	0	74
YACYRETA	'A_YACY'	1255	0
GARABI 1	'A_GAR1'	0	0
GARABI 2	'A_GAR2'	274	0

## 2) Brasil

En el caso brasileño no se contó con la información correspondiente a cada nodo. En consecuencia, debieron estimarse los valores de carga para cada una de las barras, para lo cual se utilizaron como factores de ponderación, la cantidad de habitantes y el PBI correspondientes a cada mesoregión<sup>5</sup>. El procedimiento utilizado se basa en los cálculos que se indican a continuación.

$$F_{Hab\ Meso} = \frac{N_{Hab\ Meso}}{N_{Hab\ Total}}$$

Donde  $N_{Hab\ Meso}$  es el número de habitantes de la mesoregión y  $N_{Hab\ Total}$  es el número de habitantes de la región sur.

$$F_{PBI\ Meso} = \frac{PBI_{Meso}}{PBI_{Total}}$$

Donde  $PBI_{Meso}$  es el Producto Bruto Interno de la mesoregión y  $PBI_{Total}$  es el Producto Bruto Interno de la región sur.

$$F_{Carga\ Meso} = \frac{F_{Hab\ Meso} + F_{PBI\ Meso}}{2 \times N_{Barra}}$$

Donde  $N_{Barra}$  indica el número de barras ubicadas en la mesoregión correspondiente.

Finalmente el valor de carga de cada barra se estimó multiplicando el factor de carga, por la carga de la región sur para el período de estudio y aplicando el siguiente criterio:

- si en una mesoregión hay una única barra, se asigna toda la potencia a dicha barra.
- si hay más de una barra, se reparte en partes iguales entre las barras incluidas en la mesoregión.
- en caso de no haber ninguna barra en la correspondiente mesoregión, la potencia de la misma se reparte entre las mesoregiones adyacentes teniendo en cuenta la interconexión entre las mismas, su población y su PIB<sup>6</sup>.

Para determinar la generación en los nodos, excepto el de Itaipú, se calcularon dos factores de utilización según el tipo de generación sea térmico o hidráulico. Estos factores se obtienen como la razón entre la potencia media generada en el período de estudio y la potencia instalada en la región sur.

$$F_{Hyd} = \frac{P_{Gen\ Hyd}}{P_{Inst\ Hyd}}$$

Donde  $P_{Gen\ Hyd}$  es la potencia hidráulica media generada por la región sur, en el período de estudio y  $P_{Inst\ Hyd}$  es la potencia hidráulica instalada en la región sur.

$$F_{Ter} = \frac{P_{Gen\ Ter}}{P_{Inst\ Ter}}$$

Siendo  $P_{Gen\ Ter}$ , la potencia térmica media generada por la región sur, en el período de estudio y  $P_{Inst\ Ter}$  la potencia térmica instalada en la región sur.

Luego la generación de cada nodo se estimó multiplicando la potencia nominal de dicho nodo por el factor correspondiente según la generación sea térmica o hidráulica.

Los factores obtenidos fueron los siguientes:

TABLA II  
FACTORES DE GENERACIÓN

Fact. Hidra.=	0.33867
Fact. Térmica=	0.39416

Para el caso del nodo de Itaipú, el cual se trató de forma independiente, se hicieron ciertas suposiciones, que se detallan a continuación.

La potencia generada por Itaipú para el período se obtuvo de la pagina web oficial de la represa de Itaipu [18]. Para realizar el modelo de dicha barra generadora se supuso que a la región Sur solo ingresa la potencia generada por Itaipú 60Hz. Este valor es de 5290 MW, el cual corresponde a la mitad de la potencia media generada por Itaipú en el período de tiempo en estudio. Siendo la potencia nominal instalada en Itaipú de

<sup>6</sup> Esta asignación de potencia puede llegar a ser un tanto arbitraria; podría tomarse como regla repartir la potencia en proporción directa a la población de las mesoregiones adyacentes.

<sup>5</sup> División política dentro de un estado componente del Brasil.

aproximadamente 14000MW, queda claro que el factor de utilización de Itaipú (0.75) es muy superior que el del resto de la generación hidráulica de la región Sur.

A estos análisis hay que sumarle el estudio realizado para las barras “fronteras”, o sea aquellas barras que conectan la región sur de Brasil con Argentina, Uruguay y con la región centro de Brasil. Para ajustar los valores de carga y generación de estas barras se conocían los datos de intercambio energético entre las regiones brasileñas y los intercambios internacionales. Para este análisis se debieron realizar diversas suposiciones las cuales no se detallan en este trabajo ya que no se pretende profundizar en el modelado del sistema, sino en el análisis de las metodologías de asignación de los costos de red.

TABLA III  
NODOS DE LA RED BRASILEÑA

NODO	NOMBRE ABREVIADO	POTENCIA INYECTADA (MW)	POTENCIA ABSORBIDA (MW)
GARABI 1	'B_GAR1'	0	0
SANTO ANGELO	'B_STOA'	191	599
GARABI 2	'B_GAR2'	0	274
ITA	'B_HITA'	486	0
SALTO SANTIAGO	'B_STOS'	476	0
MACHADINHO	'B_MACH'	382	0
CAXIAS	'B_CAXI'	0	325
NOVA STA. RITA	'B_NSTR'	0	648
CAMPOS NOVOS	'B_CAMP'	0	-141
GRAVATAI	'B_GRAV'	34	681
AREIA	'B_AREI'	562	424
BLUMENAU	'B_BLUM'	0	460
CURITIBA	'B_CURI'	49	462
JOSE RICHIA	'B_RICH'	416	0
IVAIPORA	'B_IVES'	0	283
NEY BRAGA	'B_NEYB'	423	0
CASCAVEL OESTE	'B_CASC'	0	368
IVAIPORA 2	'B_IVFU'	0	5204
BATEIAS	'B_BATE'	724	413
FOZ DE IGUAZU 60	'B_FO60'	0	0
ITAIPU 60	'B_IT60'	5290	0
LONDRINA	'B_LOND'	1250	283

### 3) Uruguay

Para la realización del modelo del sistema uruguayo se utilizaron datos provenientes de la empresa UTE. Para todas las barras se asumió un factor de potencia de 0.86.

En este caso, como en los anteriores, fue modelada solamente la red en 500 kV, no teniendo en cuenta otros niveles de tensión en el modelado de líneas.

Para el modelado se agrupó toda la carga y generación del “valle del Rio Negro” en la barra de Palmar (500kV).

TABLA IV  
NODOS DEL MODELO PARA LA RED URUGUAYA

NODO	NOMBRE ABREVIADO	POTENCIA INYECTADA (MW)	POTENCIA ABSORBIDA (MW)
SALTO GRANDE URU	'U_SGUR'	120	80
SAN JAVIER	'U_SJAV'	0	51
PALMAR	'U_PALM'	108	38
MONTEVIDEO A	'U_MVDA'	87	274
MONTEVIDEO B	'U_MVDB'	59	184
MONTEVIDEO I	'U_MVDI'	59	263
SAN CARLOS	'U_SANC'	0	94
SALTO GRANDE ARG	'A_SGAR'	274	0
COLONIA ELIA	'A_ELIA'	274	0

## VI. RESULTADOS

### A. Aplicación de la metodología de cada país (“pancaking”)

Se aplicó la metodología descrita en la Sección III, para la transacción entre Brasil y Uruguay, suponiendo la potencia media de 274 MW puesta en el nodo Montevideo A, obteniéndose los resultados de las Tablas V, VI y VII.

En la Tabla V, se indican los montos anuales por peaje, para cada país, asignados a la transacción considerada, resultantes de la aplicación de la metodología propia de cada país, y en la Tabla VI el monto correspondiente a la interconexión de Garabí. En la Tabla VII, se desglosan los valores de la Tabla V para la generación y demandas consideradas en la transacción correspondiente para cada país.

TABLA V  
ANÁLISIS DE COSTOS DE PEAJES POR PAÍS

	Brasil	Argentina	Uruguay
<b>Tipo costo</b>	0,85x(AVNR+AOyM)	AOyM	AVNR+AOyM
<b>Monto anual a recuperar (USD)</b>	1,948,560	3,430,134	13,156,906
<b>Potencia Media (MW)</b>	274	274	274
<b>Horas</b>	8760	8760	8760
<b>Peaje en USD/MWh</b>	0.81	1.43	5.48

TABLA VI  
ANÁLISIS DE COSTOS DE PEAJES ASOCIADOS A GARABÍ

Costo utilizado	Garabí AVNR+CAOyM anual
Monto anual a recuperar por la transacción	10,359,932
Potencia (MW)	274
Horas	8760
Peaje (USD/MWh)	4.32

TABLA VII  
ANÁLISIS DE COSTOS DE PEAJES ASOCIADOS POR NODOS

	Peaje Generación	Peaje Demanda	Subtotal País
B_STOA'	-1,090,341		
B_GRAV'	-317,544		
B_CURI'	63,411		
B_GAR2'		3,293,033	
		<b>subtotal Brasil</b>	<b>1,948,560</b>
Peaje Garabí			10,359,932
A_GAR2'	3,005,359		
A_SGAR'		202,170	
A_ELIA'		222,605	
		<b>subtotal Argentina</b>	<b>3,430,134</b>
U_SGUR'	1,512,791		
U_SJAV'	1,512,791		
U_MVDA'		10,131,324	
		<b>subtotal Uruguay</b>	<b>13,156,906</b>
<b>TOTAL:</b>			<b>28,895,531</b>

Tal como se observa en la Tabla VII, la transacción se produce entre la generación de los nodos de Brasil, B\_STOA, B\_GRAV y B\_CURI, y la demanda en el nodo U\_MVDA, de Uruguay, atravesando la red argentina a través de los nodos A\_GAR2 (frontera entre Brasil y Argentina) y A\_SGAR, A\_ELIA (frontera entre Argentina y Uruguay).

El monto por peajes asignado a la transacción por Brasil, es la suma de los peajes que deben pagar los generadores en los nodos B\_STOA, B\_GRAV y B\_CURI, y el peaje de la demanda en el nodo frontera B\_GAR2. Como puede observarse, la generación en los nodos B\_STOA y B\_GRAV, tiene asignados montos de peaje negativos, es decir que la generación en dichos nodos recibe un pago en lugar de pagar peajes por el uso de la red. Esto se debe a que esta generación alivia el uso de las redes en Brasil y la metodología de este país admite pagos a los usuarios que producen contra-flujos. Por otra parte, el monto por peajes asignado a la transacción en Argentina, es la suma del peaje que debe pagar la generación en el nodo frontera con Brasil A\_GAR2, y el peaje de la demanda en los nodos frontera con Uruguay, A\_SGAR y A\_ELIA.

Finalmente, el monto por peajes asignado a la transacción en Uruguay, es la suma del peaje que debe pagar la generación en los nodos frontera con Argentina, U\_SGUR y U\_SJAV, y el peaje de la demanda final en el nodo U\_MVDA.

En la Tabla V, se resumen los resultados anteriores indicándose además la potencia media asociada en cada caso y el peaje resultante en USD/MWh. Se observa que la transacción paga 0.81 USD/MWh por su pasaje a través de Brasil, 1.43 USD/MWh por su pasaje a través de Argentina, y 5.48 USD/MWh por su pasaje a través de Uruguay. Adicionalmente, de acuerdo a la Tabla VI, el peaje de la transacción por el uso de Garabí resulta ser 4.32 USD/MWh, considerando que solo se asigna a la transacción un monto a recuperar por peajes correspondiente a la cuota parte del flujo que atraviesa la interconexión respecto a la capacidad total de la misma.

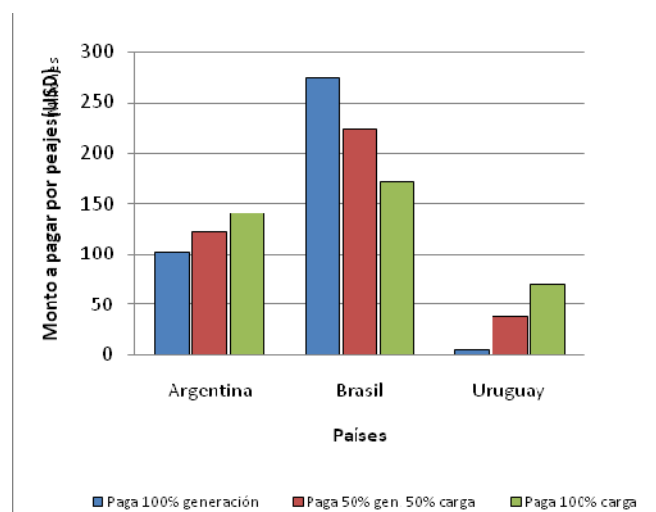
Resumiendo, el peaje total asignado a esta transacción resulta ser la suma ("pancaking") de los valores anteriores, es decir,  $0.81 + 1.43 + 5.48 + 4.32 = 12.04$  USD/MWh.

### B. Aplicación de la metodología de Participaciones Proporcionales

#### 1) Análisis global de resultados para diferentes proporciones de asignación entre generación y demanda

Se aplicó en primera instancia, la metodología descrita en la Sección IV, para distintas asignaciones del pago por peajes entre la generación y la demanda.

FIGURA 2  
MONTOS GLOBALES A PAGAR POR CADA PAÍS SEGÚN LA PROPORCIÓN ASIGNADA PARA EL REPARTO DE COSTOS ENTRE LA GENERACIÓN Y DEMANDA



En la Figura 2 se presenta un gráfico en el cual se muestran los montos a pagar por cada país por concepto de peajes, según la proporción de cómo se asignen los cargos entre la generación y la demanda. Se indica el caso en el cual la generación paga el 100 % de los cargos, el caso en el cual la demanda paga el 100 % de los cargos, y el caso en el cual se reparte 50 % a la generación y 50 % a la demanda.



Dado que en la situación particular considerada, Uruguay es un consumidor neto de potencia, imponiendo flujos desde Brasil y Argentina hacia Uruguay, resulta claro que, para el caso en que los peajes son pagados el 100 % por la demanda, el monto a pagar es el mayor posible. Los nodos de carga de Uruguay tienen una participación fuerte en el uso de la red regional utilizando el criterio de las “participaciones proporcionales”. Distinto es el caso en el que se asignan los peajes a los generadores. En esta situación, los generadores de Uruguay solo participan en el uso de las líneas de la red nacional uruguaya, y por lo tanto el monto total a pagar es el menor posible. El caso en que se reparten los peajes en una proporción igual entre la generación y la demanda (50%-50%), resulta ser un caso intermedio entre los dos anteriores.

El caso de Brasil es el contrario al de Uruguay. Brasil resulta ser un exportador neto de potencia y por lo tanto los generadores de Brasil tienen una participación fuerte en el uso de toda la red regional. En este caso, el monto máximo que paga Brasil por concepto de peajes ocurre cuando el 100 % es asignado a los generadores. Como las cargas de Brasil solo participan en los flujos de la red nacional brasilera, el caso en que se asignan los peajes en un 100 % a la demanda, resulta en el menor monto posible por concepto de peajes para Brasil.

El caso de Argentina no es tan claro como los anteriores, ya que Argentina opera como país de tránsito, retirando potencia desde Brasil (274 MW) e inyectando potencia a Uruguay (548 MW). Si bien resulta ser un exportador neto de energía, como Brasil, el comportamiento de los montos por concepto de peajes en función de la proporción de asignación de los mismos entre generación y demanda no es igual a aquel caso, sino más bien parecido al caso de Uruguay.

Si bien los generadores Argentinos participan en los flujos de la red argentina y uruguaya, no participan en los de la red brasilera ni en los de la interconexión por Garabí. Sin embargo, la demanda argentina participa en el uso de la red nacional y también en el de la red brasilera y de la interconexión por Garabí, debido al flujo de potencia desde Brasil hacia Argentina. Siendo la red brasilera (incluyendo la interconexión por Garabí) mucho más importante que la uruguaya y con un monto a recuperar por peajes mucho mayor, resulta que la asignación de los peajes a las cargas (100 %) es la que determina el mayor monto a pagar por Argentina.

Para la transacción particular considerada, la opción de cobro que más favorece a Uruguay es aquella en la que todos los cargos por concepto de peajes son asociados a los generadores, y por supuesto esta opción es la más desfavorable para Brasil, si bien normalmente los generadores podrían trasladar todo o parte de los cargos por peaje a la demanda, sumándolos al precio de la energía, en los contratos de compraventa.

En este sentido resulta más conveniente, a los efectos del análisis de asignación de los costos de red, estudiar el caso en que todos los cargos son asociados a las cargas. Bajo estas hipótesis, también es posible comparar el peaje resultante de la aplicación de la metodología de participaciones

proporcionales con el “pancaking” clásico. A continuación se analiza este caso.

2) *Análisis detallado para el caso en que se asignen el 100% de los cargos de peaje a las cargas*

a. Análisis a nivel de nodos

En el gráfico de la Figura 3 se puede apreciar el monto a pagar por cada barra de carga, asociado a los peajes por el transporte de la energía correspondiente. Cada barra puede tener hasta cuatro componentes, una componente debida al monto correspondiente a las líneas uruguayas, una componente correspondiente a las líneas argentinas, una componente correspondiente a las líneas brasileras y una componente debida a las líneas frontera.

Cada una de estas componentes se encuentra diferenciada con distinto color dentro de cada barra.

Como puede verse, los nodos de carga de Brasil solo pagan peajes por el uso de la red nacional de Brasil, como se explicó en el punto (B1) anterior.

Los nodos de carga de Uruguay pagan tanto por la red nacional uruguaya, como por la argentina, la brasilera y las interconexiones internacionales.

Finalmente, los nodos de carga de Argentina pagan por la red nacional argentina, por la red nacional brasilera y por la interconexión de Garabí, siendo esta última componente muy importante para los nodos vinculados al flujo desde Brasil hacia Uruguay.

De acuerdo a lo explicado en el punto (B1) anterior, todos estos resultados resultan coherentes la filosofía del método de participaciones proporcionales.

Si se calcula el monto total a pagar por la barra compradora (Montevideo A) por concepto de peajes utilizando participaciones proporcionales, y el correspondiente valor unitario en USD/MWh, obtenemos los valores de la Tabla VIII.

TABLA VIII  
COSTO DEL MWh PARA LA POTENCIA COMPRADA A BRASIL

Barra	Potencia consumida (MW)	Peajes (USD)	Costo (USD/MWh)
Mont. A	274	18,535,273	7.72

Se obtiene un valor final medio de cargo por peaje de 7.72 USD/MWh, el cual resulta 36 % inferior al valor obtenido utilizando el “pancaking”. Este es un resultado esperable considerando las características propias de cada una de las metodologías.

b. Análisis detallado a nivel de países

En este punto se analiza, por un lado la relación entre el monto pagado por cada país por concepto de peajes, respecto al monto total por concepto de la energía comercializada, y por otro lado el monto que debe pagar cada país por la utilización



de las redes de todos los países y de las interconexiones internacionales.

En la Tabla IX se muestran los montos pagados por cada país por concepto de energía, por concepto de peajes y las proporciones entre una y otra.

TABLA IX  
ANÁLISIS DE COSTOS DE PEAJES VS VALOR DE LA POTENCIA CONSUMIDA

	Uruguay	Argentina	Brasil
Pot. Demandada (MW)	776	5,073	10,009
Energía (MWh)	6,800,388	44,435,976	87,678,840
Valor de la energía anual(USD)	1,128,534,851	845,001,356	1,722,889,206
Monto a pagar por	70,249,633	141,277,295	171,192,892

peajes (USD)			
Costo Transporte/Valor Energía(%)	6%	17%	10%

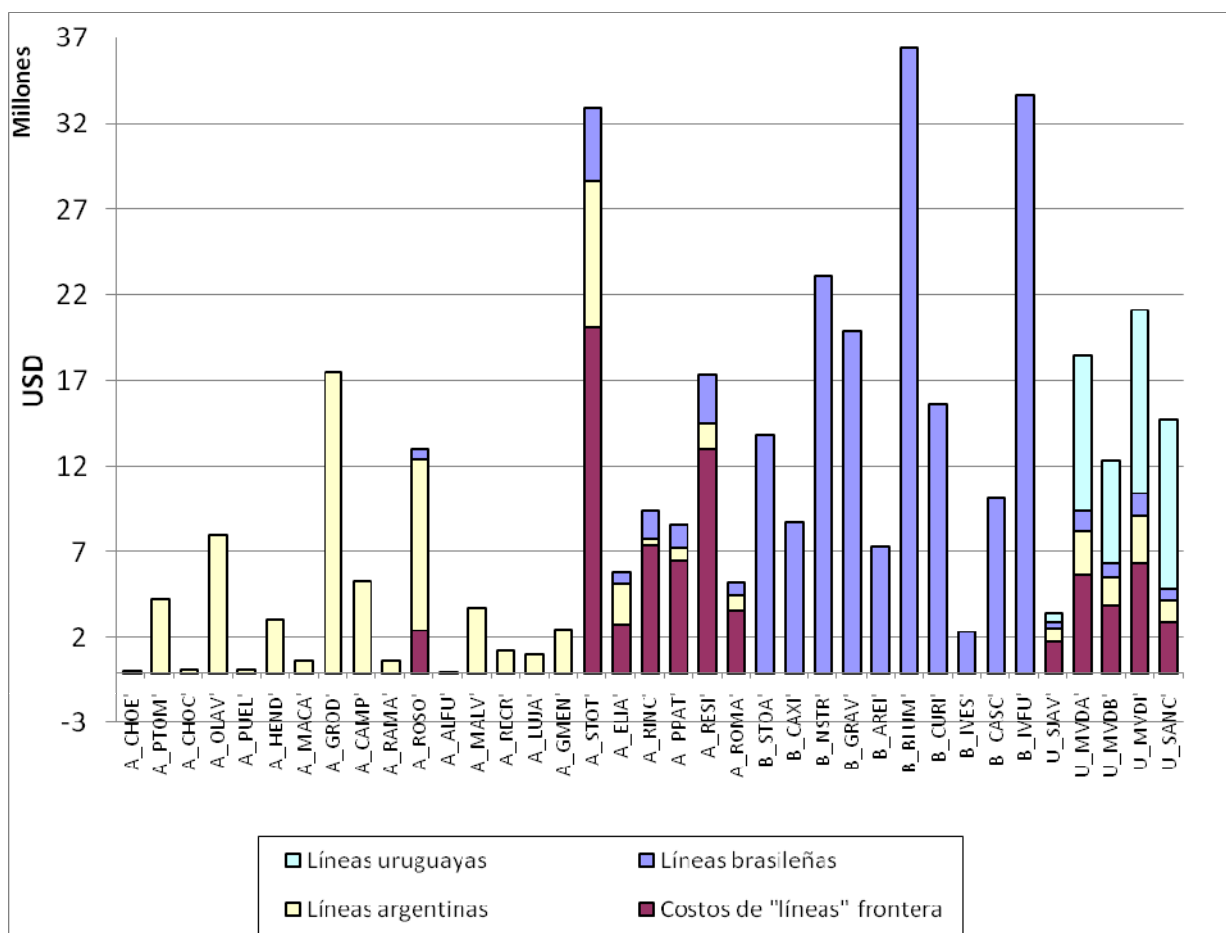
Para la realización de la tabla IX se utilizaron los siguientes costos medios del MWh :

- Argentina: 19.02 USD/MWh
- Brasil: 19.65 USD/MWh
- Uruguay: 165.95 USD/MWh

Estos valores corresponden al correspondiente precio del MWh en cada país para el período de estudio [19].

El porcentaje correspondiente a Uruguay resulta ser 6 %, el de Argentina 17 % y el de Brasil 10 %. Es notable observar la diferencia entre los costos medios de la energía entre los tres países, lo que explica en parte un porcentaje tan inferior para el caso de Uruguay.

FIGURA 3  
CARGO POR PEAJE DE LAS BARRAS DE CARGA DISCRIMINADO SEGÚN EL USO DE LAS LÍNEAS DE CADA PAÍS Y DE LAS LÍNEAS FRONTERA



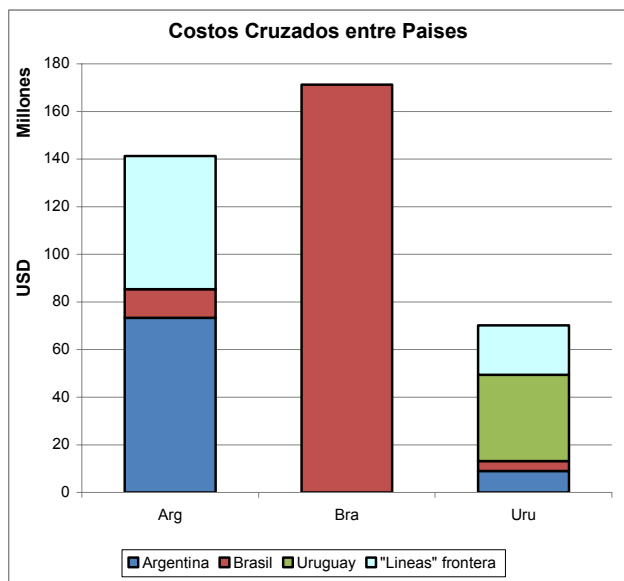


FIGURA 4. COSTOS CRUZADOS ENTRE PAÍSES.

Para finalizar, en el gráfico de la Figura 4 se muestra el monto que debe pagar cada país por concepto de peajes por el uso de la red de todos los países y de las interconexiones internacionales (o líneas frontera). Por ejemplo, para el caso de Uruguay, lo pintado en azul es lo que debe pagar por concepto de peajes a causa del uso de las líneas argentinas, lo pintado en rojo es lo que debe pagar por el uso de las líneas brasileñas, lo pintado en verde es lo que debe pagar por el uso de las líneas uruguayas y lo pintado en celeste es lo que debe pagar por el uso de las líneas frontera.

Como puede observarse, Uruguay paga una proporción importante por el uso de sus propias redes, seguido por el uso de las líneas frontera, luego por el uso de la red Argentina y finalmente, y en menor proporción relativa, por el uso de la red de Brasil.

Brasil paga peajes únicamente por el uso de su propia red nacional, lo cual es coherente con el hecho de que se están asignando todos los peajes a las cargas y Brasil está exportando energía en el escenario considerado.

Finalmente, Argentina paga la mayor proporción por el uso de sus propias redes, seguido del uso de las interconexiones internacionales y en último lugar de la red de Brasil. La demanda de Argentina no paga por el uso de la red de Uruguay ya que como ya se analizó anteriormente Argentina exporta energía a Uruguay en el escenario considerado.

## VII. CONCLUSIONES

En este trabajo se analizaron dos metodologías posibles de asignación de los costos de transporte, aplicándolas al caso particular de la red regional del MERCOSUR y a una transacción concreta basada en los intercambios ocurridos entre febrero y abril de 2006.

Como era de esperar el peaje resultante del "pancaking" resulta bastante superior al resultado de la aplicación de la metodología de participaciones proporcionales.

Adicionalmente, el "pancaking" resulta dependiente de la ubicación de las fronteras geográficas y de la transacción particular considerada.

Alternativamente, la metodología de participaciones proporcionales independiza los resultados de la transacción física y permite identificar claramente la responsabilidad de cada nodo en el uso de cada línea del sistema. A diferencia de otras metodologías basadas en flujos de carga, el método de participaciones proporcionales presenta la ventaja de su relativa simplicidad y la independencia de resultados respecto a la elección de la barra flotante (slack), característica esta última, que la hace particularmente aceptable para su aplicación en transacciones que involucren a más de un país.

Si bien para el método de participaciones proporcionales modelado se analizaron diferentes casos de asignación de los cargos por peaje entre generación y demanda, los resultados finales se presentaron considerando una asignación del 100 % a la demanda, lo cual presenta la ventaja de no obligar a los generadores a adicionar el cargo por peajes al precio del contrato de la energía comercializada.

## VIII. REFERENCIAS

- [1] F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors, R.E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*, 1988.
- [2] W. W. Hogan, *Nodes and Zones in Electricity Markets: Seeking Simplified Congestion Pricing in Designing Competitive Electricity Markets*, Hung-po Chao and Hillard G. Huntington, editors, 1998.
- [3] I. J. Pérez-Arriaga, F. J. Rubio, J. F. Puerta, J. Arceluz, J. Marín, *Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of Cost Recovery*, IEEE Transactions on PowerSystems, Vol. 10, N° 1, 1995, pp. 546-553.
- [4] H. Rudnik, R. Palma, J. E. Fernández, *Marginal Pricing*

and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N° 2, 1995, pp. 1125-1132.

[5] J. Periera da Silva, J. T. Saraiva, and M. T. Ponce de Leao, *Use of Power Flow Based Embedded Methods to Set Tariffs for Use of Networks-A Case Study Using the Portuguese Transmission System*, presented at 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, 10-13 September, 2001, Porto, Portugal.

[6] D. Shirmohammadi, P. R. Gribik, E. T. K. Law, J. H. Malinowski, and R. E. O'Donnell, *Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, N° 4, 1989, pp. 1405-1413.

[7] J. W. Maranagon Lima, *Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, N° 3, 1996, pp. 1409-1418.

[8] J. Bialek, *Topological Generation and Load Dispatch Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N° 3, 1997, pp. 1185-1194.

[9] J. Bialek, *Allocation of Transmission Supplementary Charge to Real and Reactive Loads*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, N° 3, 1998, pp. 749-754.

[10] C. T. Su and J. H. Liaw, *Power Wheeling Pricing Using Power Tracing and MVA-KM Method*, presented at 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, 10-13 September, 2001, Porto, Portugal.

[11] Y. M. Park, J. B. Park, J. U. Lim, and J. R. Won, *An Analytical Approach for Transaction Cost Allocation in Transmission System*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, N° 4, 1998, pp. 1407-1412.

[12] J. Pan, Y. Teklu, S. Rahman, and K. Jun, *Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, N° 4, 2000, pp. 1218-1224.

[13] I.J. Pérez-Arriaga, *Cross-border tariffication in the internal electricity market of the European Union*, Proceedings of the 14<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, June 24-28 2002, Sevilla, Spain.

[14] ANEEL, Nota Técnica 003/1999-STR/ANEEL, "Manual de Metodología Nodal para cálculo de tarifas de uso de los sistemas eléctricos", Brasil, 1999.

[15] ANEEL, Resolución N° 282, Brasil, 1º de octubre de 1999.

[16] SEE, Resolución SEE 061-92, Argentina, 1992.

[17] MIEM, Decreto N° 228/007 y sus Anexos, Uruguay, 2007.

[18] ITAIPU, [www.itaipu.gov.py](http://www.itaipu.gov.py), ENERGÍA/GENERACIÓN/GENERACIÓN ACTUALIZADA.

[19] ADME, Precio Spot en la Región. [www.adme.com.uy/informes/precios/spotreg/spotreg.htm](http://www.adme.com.uy/informes/precios/spotreg/spotreg.htm)