

ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSPORTE EN TRANSACCIONES MULTILATERALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCOSUR

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 y sur de Brasil, y se analizan dos posibles metodologías de asignación de los costos del transporte. La primera considera la práctica actual que toma en cuenta los métodos propios de asignación de los costos del transporte de cada país, adicionándolos entre sí para obtener el peaje total de la transacción. La segunda utiliza el principio de reparto proporcional (“proportional sharing”) propuesto por Bialek aplicada a la red regional, considerándola como un único sistema.

Ambas metodologías son simuladas, tomando como caso particular la importación de energía eléctrica desde Brasil a Uruguay basada en transacciones reales ocurridas recientemente. Se estudian dos alternativas para la misma potencia intercambiada, una a través de la frontera entre Brasil y Argentina por Garabí, y la otra a través de la futura interconexión entre Brasil y Uruguay por Melo, comparando ambos casos y analizando sus implicancias en términos económicos.

El estudio realizado en este trabajo muestra que la aplicación de las prácticas actuales en la región para la asignación de los costos de los sistemas de transmisión, llevan a resultados económicamente menos eficientes imponiendo sobre-costos para el sistema en su conjunto, los cuales son pagados en forma asimétrica entre los países.

Alternativamente, se propone la aplicación de una metodología única para la asignación de los costos de transmisión del sistema regional, basada en el principio de participaciones proporcionales de Bialek, que resulta en un tratamiento más equitativo y transparente.

Finalmente, el análisis de la situación actual de precios de la energía eléctrica en los mercados de cada país estudiado y las prácticas de asignación de los costos de las redes de transmisión en las transacciones entre países muestra que aún resta bastante por recorrer para tener un mercado eléctrico regional integrado entre Brasil, Argentina y Uruguay.

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, y Brasil, 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.

Se estudian dos alternativas para la misma potencia intercambiada, una a través de la frontera entre Brasil y Argentina por Garabí, y la otra a través de la futura interconexión entre Brasil y Uruguay por Melo, comparando ambos casos y analizando sus implicancias en términos económicos.

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 realiza el modelado del sistema regional para el caso de una transacción en la cual Uruguay compra energía a Brasil. En la Sección VI se presentan los resultados para la alternativa 1 utilizando la interconexión de Garabí. En la Sección VII se presentan los resultados para la alternativa 2 utilizando la interconexión de Melo. Finalmente, en la Sección VIII se presentan las conclusiones finales.

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.

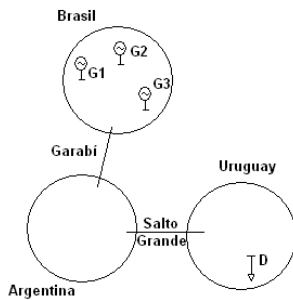
Para el caso particular del monto a ser recaudado por concepto de peajes en las Conversoras de frecuencia, se tomó el costo de AVNR más el costo de AOyM, suponiendo para Garabí un costo total para la convertidora (2000 MW) de USD 600.000.000, y para Melo un costo total para la convertidora (500 MW) de USD 150.000.000. Bajo estas hipótesis el costo anual a ser recuperado por concepto de peajes para Garabí es de USD 75.647.549, y para Melo es de USD 18.911.887.

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 en Montevideo, 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 algoritmo¹. 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 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

Se eligió, como caso de aplicación, el sistema eléctrico regional, el cual incluye las redes de Argentina, Brasil², 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. Se estudian dos alternativas para la misma potencia intercambiada, una a través de la frontera entre Brasil y Argentina por Garabí, y la otra a través de la futura interconexión entre Brasil y Uruguay por Melo, comparando ambos casos y analizando sus implicancias en términos económicos.

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 CAMMESA³, para Brasil por el ONS⁴, 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 para la alternativa 1 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). Se tomó para la alternativa 2 una potencia media de intercambio desde Brasil hacia Uruguay por Melo de 274 MW, y una potencia media igual desde Argentina a Uruguay, proveniente de generadores argentinos.

² 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.

³ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico

⁴ Operador Nacional do Sistema Eléctrico

¹ En este trabajo no se tuvieron en cuenta las pérdidas en la red.

VI. RESULTADOS DE LA ALTERNATIVA I POR INTERCONEXIÓN DE GARABÍ

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 I, II y III.

En la Tabla I, 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 II el monto correspondiente a la interconexión de Garabí. En la Tabla III, se desglosan los valores de la Tabla I para la generación y demandas consideradas en la transacción correspondiente para cada país.

TABLA I
ANÁLISIS DE COSTOS DE PEAJES POR PAÍS

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

TABLA II
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 III
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	
		subtotal Brasil	1,948,560
Peaje Garabí			10,359,932
A_GAR2'	3,005,359		
A_SGAR'		202,170	
A_ELIA'		222,605	
		subtotal Argentina	3,430,134
U_SGUR'	1,512,791		
U_SJAV'	1,512,791		
U_MVDA'		10,131,324	
		subtotal Uruguay	13,156,906
		TOTAL:	28,895,531

Tal como se observa en la Tabla III, 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 I, 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 II, 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

Si bien el método de participaciones proporcionales puede aplicarse con diferentes asignaciones de los cargos por peaje entre generación y demanda, en este trabajo se considera un 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.

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, por ser este un exportador neto de potencia.

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.

Todos estos resultados resultan coherentes a 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 IV.

TABLA IV
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 V se muestran los montos pagados por cada país por concepto de energía, por concepto de peajes y las proporciones entre una y otra.

TABLA V
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 peajes (USD)	70,249,633	141,277,295	171,192,892
Costo Transporte/Valor Energía(%)	6%	17%	10%

Para la realización de la tabla V 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 [18].

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.

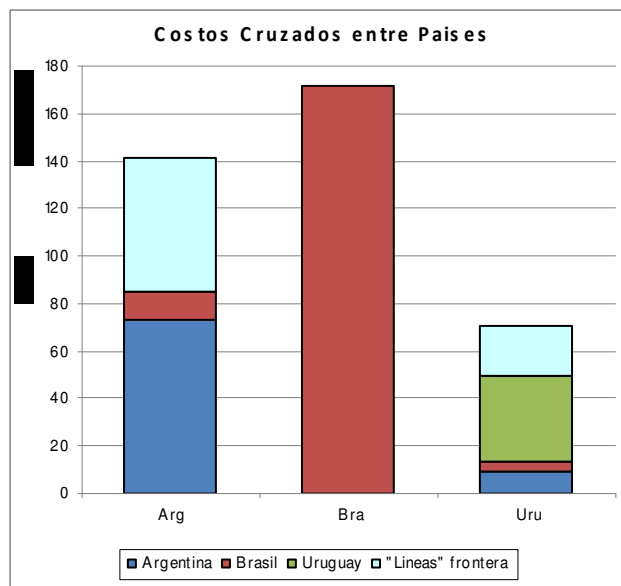


FIGURA 2. COSTOS CRUZADOS ENTRE PAÍSES.

Para finalizar, en el gráfico de la Figura 2 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.

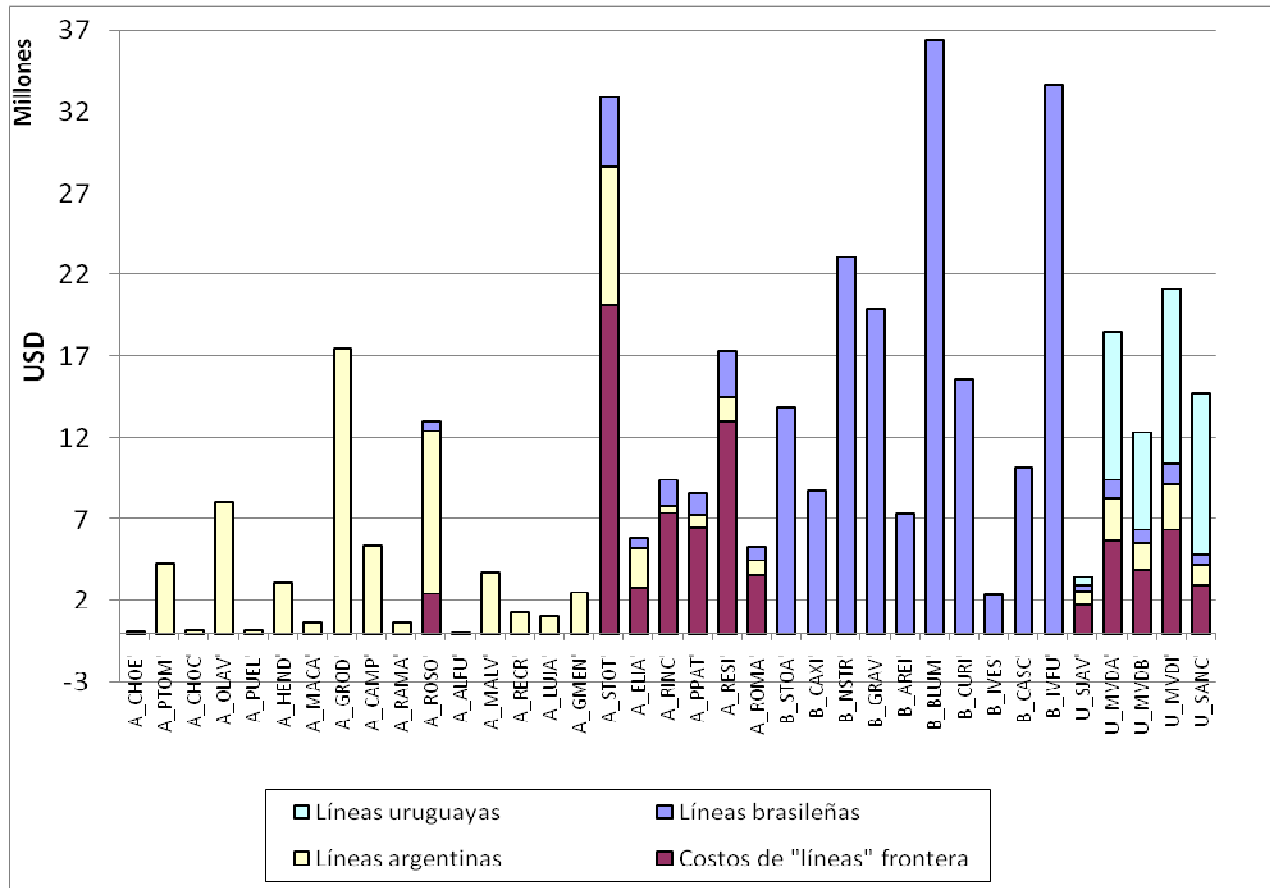
Como puede observarse, Uruguay paga una proporción importante por el uso de sus propias redes, seguido por el uso de las líneas frontera, luego por el uso de la red Argentina y finalmente, y en menor proporción relativa, por el uso de la red de Brasil.

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.

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



VII. RESULTADOS DE LA ALTERNATIVA 2 POR FUTURA INTERCONEXIÓN DE MELO

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 a través de la futura interconexión por Melo, suponiendo la potencia media de 274 MW puesta en el nodo Montevideo A, obteniéndose los resultados de las Tablas VI, VII y VIII.

En la Tabla VI, 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 VII el monto correspondiente a la interconexión de Melo. En la Tabla VIII, se desglosan los valores de la Tabla VI para la generación y demandas consideradas en la transacción correspondiente para cada país.

TABLA VI ANÁLISIS DE COSTOS DE PEAJES POR PAÍS

	Brasil	Argentina	Uruguay
Tipo costo	0,85x(AVNR+AOyM)	AOyM	AVNR+AOyM
Monto anual a recuperar (USD)	4,482,128	0	17,171,115
Potencia Media (MW)	274	274	274
Horas	8760	8760	8760
Peaje en USD/MWh	1.87	0	7.15

TABLA VII ANÁLISIS DE COSTOS DE PEAJES ASOCIADOS A MELO

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

TABLA VIII
ANÁLISIS DE COSTOS DE PEAJES ASOCIADOS POR NODOS

	Peaje Generación	Peaje Demanda	Subtotal País
B_STOA'	-915,965		
B_GRAV'	-362,110		
B_CURI'	75,648		
B_CMEL'		5,684,555	
		subtotal Brasil	4,482,128
		subtotal Argentina	0
Convertora Melo			10,359,932
U_CMEL'	229,387		
U_MVDA'		16,941,728	
		subtotal Uruguay	17,171,115
		TOTAL:	32,013,175

Tal como se observa en la Tabla VIII, 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, sin utilizar la red Argentina.

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_CMEL. 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 cero, ya que los flujos no circulan por la red Argentina.

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 Brasil, U_CMEL, y el peaje de la demanda final en el nodo U_MVDA.

En la Tabla VI, 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 1.87 USD/MWh por su pasaje a través de Brasil, 0 USD/MWh por su pasaje a través de Argentina, y 7.97 USD/MWh por su pasaje a través de Uruguay. Adicionalmente, de acuerdo a la Tabla VII, el peaje de la transacción por el uso de la Convertora Melo 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, $1.87 + 0 + 7.15 + 4.32 = 13.34$ USD/MWh.

Respecto del caso anterior (VI), si bien el flujo a través de la interconexión con Brasil es el mismo y además en este caso el cargo correspondiente a la red Argentina es cero, el monto global termina siendo mayor debido al incremento de los cargos correspondientes a Uruguay y Brasil, principalmente debidos a las ampliaciones en las redes.

B. Aplicación de la metodología de Participaciones Proporcionales

Análogamente al caso VI B) la metodología de participaciones proporcionales se aplica con una asignación del 100% de los peajes a la demanda.

a. Análisis a nivel de nodos

En el gráfico de la Figura 5 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 1 anterior.

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

Finalmente, los nodos de carga de Argentina pagan solo por la red nacional argentina.

De acuerdo a lo explicado en el punto 1 anterior, todos estos resultados resultan coherentes con 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 IX.

TABLA IX
COSTO DEL MWH PARA LA POTENCIA COMPRADA A BRASIL

Barra	Potencia consumida (MW)	Peajes (USD)	Costo (USD/MWh)
Mont. A	274	19.515.202	8,13

Se obtiene un valor final medio de cargo por peaje de 9.1 USD/MWh, el cual resulta 39 % 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

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 brasileña y finalmente, y en menor proporción relativa, por el uso de la red de Argentina.

Brasil al igual que Argentina pagan peajes únicamente por el uso de sus propias redes nacionales, lo cual es coherente con el hecho de que se están asignando todos los peajes a las cargas y tanto Brasil como Argentina está exportando energía en el escenario considerado.

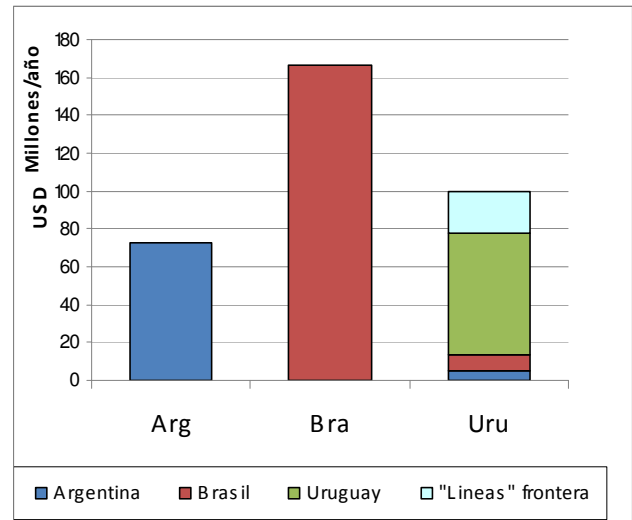
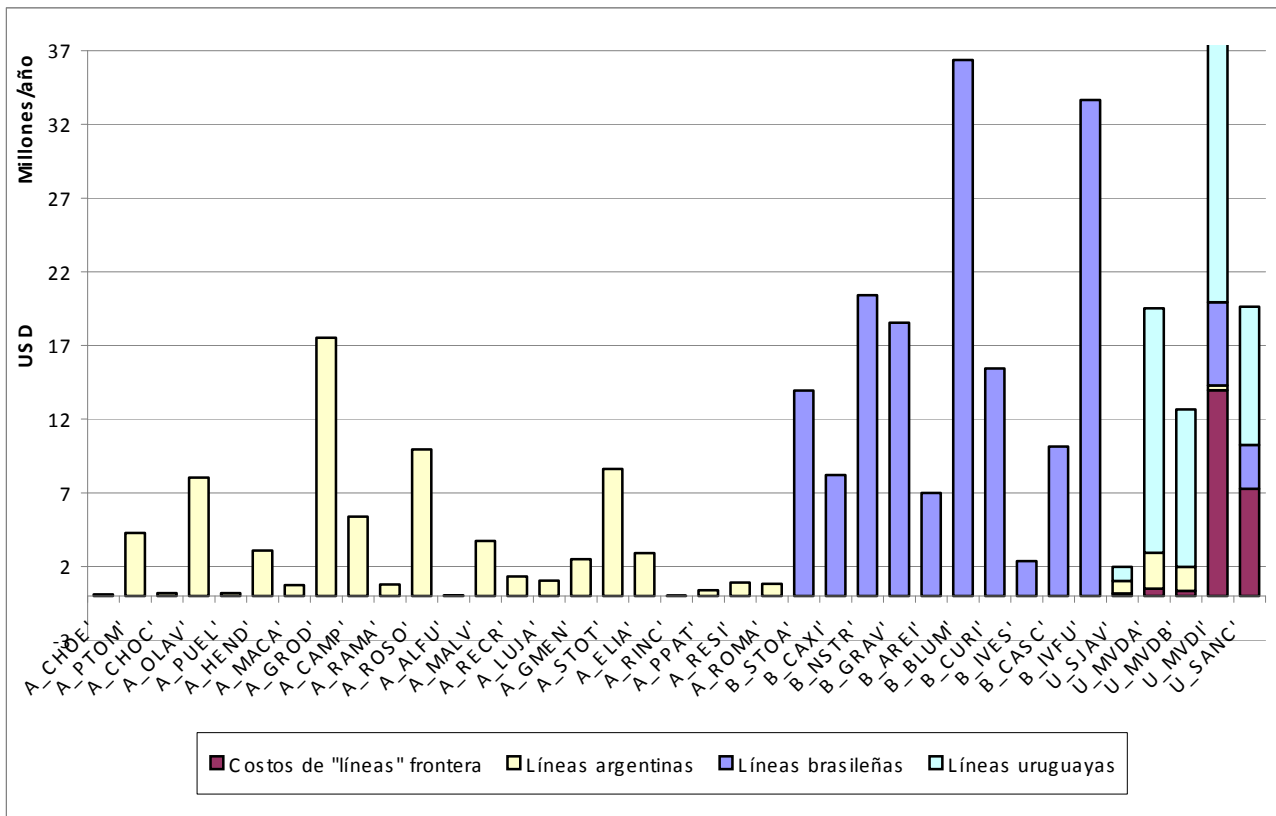


FIGURA 4. COSTOS CRUZADOS ENTRE PAÍSES.

FIGURA 5

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



VIII. CONCLUSIONES

Se aplicaron las dos metodologías descritas en la Sección III 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 involucran a más de un país.

IX. 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 14th 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, 1° de octubre de 1999.
- [16] SEE, Resolución SEE 061-92, Argentina, 1992.
- [17] MIEM, Decreto N° 228/007 y sus Anexos, Uruguay, 2007.
- [18] ADME, Precio Spot en la Región.
www.adme.com.uy/informes/precios/spotreg/spotreg.htm