



Departamento de Economía
Facultad de Ciencias Sociales
Universidad de la República

Documentos de Trabajo

**Acuerdos de comercio internacional spot de
electricidad**

Mario Ibarburu

Documento No. 19/12
Diciembre 2012

ISSN 0797-7484

Acuerdos de comercio internacional spot de electricidad

Mario Ibarburu

RESUMEN

El comercio internacional de electricidad requiere siempre regulación y la existencia de acuerdos entre los países. En América del Sur ese comercio tiene lugar por transacciones spot entre los operadores centralizados de los sistemas eléctricos, empleando criterios previamente convenidos para fijar precios. El marco institucional es bien diferente del de otras regiones, en las que se plantea al menos como ideal, un mercado único de energía. En un plazo breve, Uruguay quedará fuertemente conectado con sus dos países vecinos, los que también están interconectados entre sí. Esto hace relevante plantear el problema de los acuerdos multilateral es para el comercio spot de electricidad. Empleando el hecho de que el grafo de flujos óptimos de interconexión no tiene ciclos, es posible formular distintos conjuntos de transacciones bilaterales coherentes y con sentido económico a partir de esos flujos multilaterales, que difieren en el tratamiento dado al tránsito de energía por terceros países y en el criterio de reparto de beneficios. Este tratamiento puede extenderse al problema general de los acuerdos cooperativos en el comercio de bienes, cuando son necesarias redes de transporte.

Palabras clave: Regulación, Comercio internacional de electricidad, comercio en redes

ABSTRACT

International power trade requires the existence of regulation and a formal agreement between the countries. In South America power trade is mainly a bilateral spot trade decided by system operators, at prices resulting from rules determined in long term agreements between countries. The institutional framework is quite different from other regions', where the goal is the existence of a single integrated energy market. Very soon Uruguay will be strongly interconnected with its two neighbors, Argentina and Brazil, which are already interconnected. This fact increases the interest of analyzing multilateral agreements to determine prices in international spot trade. Using the fact that the graph of optimal flows through the interconnections has no cycles, different sets of bilateral economically meaningful transactions are defined. In the definition of these transactions there are two degrees of freedom: the treatment of the problem of transits and intermediation, and the criteria to split the benefits between countries. This analysis can be extended to the more general problem of cooperative agreements to trade, when transportation grids are necessary.

Keywords: Regulation, International power trade, trade using grids

JEL: Q48, L51

1 Introducción

En América del Sur la principal forma de comercio internacional de electricidad en la actualidad es el comercio spot, realizado por los operadores de los sistemas eléctricos, en el marco de acuerdos **bilaterales** sobre precios, negociados entre las autoridades de los países. Se entiende por comercio spot al que tiene lugar en transacciones resueltas diariamente, cuando existe disponibilidad de excedentes del país vendedor, sin que haya un contrato de largo plazo ni obligación para el vendedor de contar con capacidad de generación para abastecer al comprador en forma sistemática.

No obstante, en el pasado reciente han existido algunas transacciones con un carácter multilateral: Uruguay ha recibido energía procedente de Brasil cedida por Argentina, y ha importado energía de Brasil a través de las redes de Argentina. O bien la naturaleza multilateral del problema ha complicado transacciones entre dos partes: la convocatoria por Brasil de energía desde Argentina en 2005 dificultó el abastecimiento argentino a Uruguay; la falta de acuerdo con Argentina ha impedido la venta de energía de Paraguay a Uruguay y Chile.

A comienzos de 2014, se completará una nueva interconexión en 500 kV entre Uruguay y Brasil, llevando la capacidad de transporte a 570 MW. Entre Argentina y Uruguay existe una interconexión de 500 kV y 2000 MW de capacidad. A su vez, Argentina y Brasil están interconectados también en 500 kV, con una capacidad de 2000 MW. Para tener una idea de la importancia para Uruguay de la interconexión, basta observar que la demanda media de Uruguay es de aproximadamente 1100 MW. Es decir que idealmente las interconexiones de Uruguay le permitirían abastecer toda su demanda desde Argentina y más de la mitad desde Brasil.

La existencia de esa triple fuerte interconexión entre Argentina, Brasil y Uruguay hace que un régimen negociado óptimo de comercio spot en la región requiera un carácter multilateral. La mera superposición de acuerdos bilaterales podría dar lugar a considerable ineficiencia, o aún dejar indeterminados los flujos de comercio.

Existe una amplia literatura que analiza la integración energética y el comercio spot de electricidad en el marco de procesos más amplios de integración económica entre países, que se proponen crear un mercado único para que generadores y consumidores comercien sin discriminación por su localización nacional. El ejemplo más conocido es la Unión Europea (Jamasy Pollitt, 2005; Nowak, 2010). En cambio son escasos los análisis sobre el comercio spot de electricidad dentro de la modalidad institucional que rige este comercio en nuestra región, es decir la de acuerdos negociados entre países para fijar los precios, con transacciones entre operadores centralizados de los sistemas eléctricos. Una referencia de interés es Moitre y Rudnik (2000).

Este trabajo se propone describir distintos criterios para definir transacciones y precios por la energía, cuando existe negociación entre países por el reparto de los beneficios del comercio, en un contexto multilateral de más de dos países. No se analizan las remuneraciones a las redes (de interconexión y propias de cada país) que permiten el comercio; si bien es un tema de considerable interés e importancia económica, se estima que su impacto es de segundo orden respecto al de los precios de la energía. Se simplifica radicalmente el tratamiento de la red eléctrica, conservando sólo los balances de energía activa, para facilitar el análisis de los fenómenos económicos.

En el punto 2, se describen las singularidades del sector eléctrico y del comercio internacional de electricidad, que determinan la necesidad de regulación y acuerdos para el comercio. El punto 3 explica la diversidad de formas que adoptan esos acuerdos según el contexto institucional, de modo que en nuestra región el principal problema a resolver es el reparto de beneficios entre países. En el punto 4 se plantea formalmente el problema de determinación de los flujos óptimos de interconexión entre múltiples países, es decir los que permiten un resultado Pareto óptimo en el comercio. En el punto 5 se describen algunas modalidades de transacción que se han empleado en el comercio spot bilateral en América del Sur, por su interés como antecedentes para analizar un régimen multilateral; en particular los regímenes que podríamos denominar: de precios de nodo y reparto de rentas de congestión, venta al costo más un margen, y reparto igualitario de beneficios. El punto 6 plantea algunos aspectos de importancia vinculados con la seguridad de suministro.

En el punto 7 se describen dos problemas que aparecen al pasar al comercio multilateral con más de dos países: la competencia por excedentes de exportación entre compradores, y la posibilidad de tránsitos de energía e intermediación. En el punto 8 se analiza el régimen de precios de nodo para el caso multilateral, la solución que se ha planteado más frecuentemente al problema, y se presentan algunas de sus propiedades de interés, verificadas mediante simulaciones numéricas. Finalmente en el punto 9, se muestra un tratamiento más general del problema de definición coherente de transacciones bilaterales a partir de los flujos óptimos multilaterales. Se presentan algoritmos para definirlos, que difieren en la importancia que otorgan a la localización en la red, y la posibilidad de realizar intermediación de energía. Una vez definidas las transacciones bilaterales los pares de países podrían emplear acuerdos diversos para fijar los precios.

2 Necesidad de regulación de la generación eléctrica y del comercio internacional de electricidad

La aparición de mercados competitivos para la generación eléctrica en sustitución de los monopolios integrados verticalmente, ha conducido a la aparición en gran número de países de mercados competitivos de ámbito nacional: mercados spot para transacciones de energía de corto plazo y mercados de contratos de largo plazo. En ellos venden los generadores y compran los distribuidores, comercializadores intermediarios y consumidores finales. Las redes de los transportistas y distribuidores, pasan a ser de libre acceso para realizar esas transacciones, sujetas al pago de peajes.

La aparición de estos mercados ha generado una tendencia a considerar la energía eléctrica como una mercancía más. Esa visión simplificada cae al analizar las singularidades técnicas del sector y la complejidad de la regulación necesaria para hacer funcionar esos mercados nacionales y permitir el comercio internacional.

El sector eléctrico requiere por razones técnicas un ajuste instante a instante muy preciso entre oferta y demanda, y esto requiere una coordinación centralizada de la operación de la generación y transporte de energía, que no puede quedar librada a la suma de decisiones individuales no coordinadas. Por esta razón, una regulación detallada asegura esta

coordinación y en particular determina la forma en que se abastece en cada momento la demanda, función que suele denominarse **despacho de cargas**, realizada por un organismo que opera centralizadamente el sistema. Como consecuencia de esta regulación es posible conocer con razonable certeza los costos marginales de producción en cada momento.

El comercio internacional de energía eléctrica sólo puede tener lugar a través de las interconexiones existentes, proyectos costosos y de largo plazo de maduración. En la mayor parte de los países del mundo la capacidad de interconexión es una fracción pequeña de la demanda del país (Uruguay es una excepción) y cada sistema eléctrico nacional debe disponer esencialmente por sí mismo de la capacidad de generación para asegurar el equilibrio entre oferta y demanda. Las reservas que permiten la confiabilidad del sistema en el corto plazo tienen carácter de bien público. Los contratos para el suministro de la capacidad de generación de largo plazo están sujetos a grandes costos de transacción y a incertidumbres significativas, por lo que puede no desarrollarse espontáneamente un mercado eficiente para esa capacidad. Las razones técnicas ya descritas y la existencia de esas dos fallas de mercado justifican la regulación de la generación y la misma existe en la práctica sin excepciones, incluso y aún con más intensidad en los sistemas eléctricos con mercados competitivos.

En un mercado spot de generación competitivo, o bien en un sistema de generación con precios regulados, los precios óptimos de la energía en cada uno de los puntos o nodos de la red, son los llamados precios nodales, iguales a los costos marginales de generación en cada nodo, que conducen en teoría a asignaciones Pareto óptimas, dadas las restricciones de red. Los precios spot nodales generan unos ingresos implícitos para cada línea de transmisión, como resultado de la diferencia en el valor a precio nodal de los flujos saliente y entrante a la línea. Cuando una línea está cargada a su capacidad máxima, esta diferencia es económicamente significativa y se la suele denominar **renta de congestión**.

En resumen, como consecuencia de la necesidad de regulación de los mercados spot nacionales, el comercio internacional spot de energía requiere siempre alguna forma de regulación, resuelta de acuerdo entre los países que comercian.

3 Aspectos institucionales

3.1 *Diversidad de modelos según la región*

En una visión simplificada, el comercio internacional spot de electricidad tiende a adoptar según la región uno de dos modelos institucionales bien diferentes, que se describen en Ibarburu y García de Soria (2008).

En el que puede denominarse modelo de **mercado integrado**, existe un proceso de integración económica entre los países que comercian y el problema central en el comercio internacional de electricidad es asegurar la igualdad en el tratamiento de todos los generadores y consumidores de electricidad, en un mercado competitivo, como un caso particular de esa integración. El caso típico es la Unión Europea (UE) y su mercado único interior, si bien ese ideal está lejos de alcanzarse (Comisión Europea, 2005; ETSO, 2006). Una empresa de cualquier país podría abastecer a cualquier consumidor de otro país. En teoría, quedarían supeditados los intereses estratégicos de los países a la lógica de mercado integrado. El principal problema económico a resolver en el comercio internacional spot es cómo asignar el derecho de emplear las interconexiones, a las empresas participantes de los mercados nacionales o supranacionales, lo que suele denominarse problema de resolución de congestiones.

En el que puede denominarse modelo de **negociación estratégica entre países**, el comercio internacional de electricidad se desarrolla sin que los acuerdos e instituciones de integración económica multilateral tengan un papel relevante. Lo importante no son los derechos de las empresas en un espacio económico integrado, ya que este que no existe, sino el reparto de los beneficios del comercio spot entre los países. Este reparto resulta de acuerdos para fijar los precios. Cada país administra con regulaciones nacionales su parte en ese beneficio. Esta es en general la situación en América del Sur y en especial en los países del Mercosur. En cada país existe un organismo que determina de manera directa y centralizada tanto el despacho de cargas como los precios spot regulados, con el criterio de precios de nodo o aproximaciones al mismo, a diferencia por ejemplo de la UE, donde se recurre a bolsas de energía para fijar los precios y a mecanismos iterativos complejos para

hacer compatibles las transacciones comerciales, incluso las internacionales, con las restricciones de la red.

En el modelo de mercado integrado, las limitaciones al ejercicio del poder de mercado de generadores y comercializadores dominantes deben resultar de las instituciones multilaterales de regulación antitrust. En el modelo de negociación estratégica, la limitación al ejercicio del poder de mercado de empresas y países vendedores, resulta de los acuerdos de fijación de los precios del comercio.

3.2 Relación entre regulación local y acuerdos internacionales

El Reglamento del Mercado del marco regulatorio de Uruguay (en sus artículos 333 y 334) establece la preeminencia de los convenios internacionales de interconexión respecto a lo establecido en el propio Reglamento, en lo que se refiere al comercio internacional spot. Dada la importancia del comercio internacional de electricidad para Uruguay, esta última disposición parece apropiada. Por el contrario, en Argentina y Brasil, el comercio internacional de electricidad es un tema de importancia menor en la agenda regulatoria y de política sectorial.

4 Los flujos óptimos por las interconexiones

El objetivo ideal de un régimen multilateral de comercio es lograr los flujos de energía por las interconexiones que conducen a asignaciones Pareto eficientes, dando lugar a transacciones comerciales que repartan el beneficio producido de manera aceptable para todos los países. La definición de dichos flujos óptimos no presenta problemas técnicos insalvables, como se explica a continuación.

En cada país de la región, la regulación nacional determina un despacho de cargas óptimo que minimiza los costos totales de generación y de racionamiento de la energía, basado en costos auditados de los recursos de generación (la excepción es Colombia donde las empresas declaran precios). Los reguladores y operadores centralizados de los sistemas, ya disponen de los costos de los recursos de generación y por lo tanto de funciones de costo

total según la potencia generada. Los criterios para determinar los costos son semejantes entre los países, y la información es en teoría accesible.

Los flujos óptimos por las interconexiones en un intervalo unitario de tiempo, por ejemplo una hora, son los que minimizan la suma de costos totales de generación y racionamiento para el conjunto de los países que comercian. Como resultado de las regulaciones nacionales existen en cada país costos auditados que permitirían construir esos costos totales, con dos salvedades que se analizan en detalle más adelante: los costos atribuidos en cada país al racionamiento energético, y los criterios sobre los recursos que cada país está dispuesto a exportar.

En lo que sigue se plantea el problema de los flujos óptimos por las interconexiones de manera muy simplificada, suponiendo que:

- No existen problemas dinámicos debidos a tiempos y costos de arranque y parada y mínimos técnicos de las centrales de generación.
- El costo de oportunidad de las reservas de agua de los embalses hidroeléctricos ha sido determinado por cada país de manera coherente con los flujos de comercio internacional que se espera tengan lugar; la energía generada con esos recursos hidráulicos toma entonces un costo variable de oportunidad.
- Cada país se considera eléctricamente como un único punto, y tiene un único costo marginal común en todas las interconexiones con sus vecinos.

Hay un conjunto N de países y cada país $i \in N$ tiene un conjunto de centrales de generación C_i y una demanda $D_i \in \mathbb{R}$. Cada central de generación c del país i tiene una potencia máxima P_c^{\max} , y una función de costo marginal de la energía puesta en el centro de cargas del país i , es decir incluyendo pérdidas en la red del país, $f_c: [0, P_c^{\max}] \rightarrow \mathbb{R}$ que se supone no decreciente. Se incluyen como centrales los recursos de racionamiento de energía, con costo marginal igual a la valoración social de la energía racionada (costo de energía no suministrada - CENS), los que en conjunto tienen una potencia sumada igual a la demanda horaria del país. El CENS puede ser muy superior al costo variable de las centrales de generación, y es creciente con la profundidad del racionamiento.

Como se está hablando de costos en un intervalo de tiempo unitario, por ejemplo una hora, las magnitudes de energía y de potencia media son respectivamente iguales numéricamente y en lo que sigue se habla indistintamente de energía o de potencia.

Recurso de generación r es una cuarteta (i_r, c_r, P_r, f_r) , donde i_r es un país, $c_r \in C_i$ es una central de generación del país i_r , P_r es una potencia menor o igual a la potencia máxima $P_{c_r}^{\max}$ de la central y $f_r: [0, P_r] \rightarrow \mathbb{R}$ una función no decreciente de costos marginales de energía procedente de la central.

Conjunto de recursos de generación del país i , G_i es el conjunto

$$G_i = \{(i, c, P_c^{\max}, f_c), \text{ para toda } c \in C_i\}$$

es decir la totalidad de las centrales del país con su potencia máxima.

Dado cualquier conjunto de recursos de generación Q quedan definidos:

- **$P(Q)$** , potencia total de los recursos de Q , $P(Q) = \sum_{r \in Q} P_r$.
- **$CT(Q, d)$** , costo total de abastecer una demanda $d \leq P(Q)$, de energía durante una hora, con el conjunto de recursos Q , $CT(Q, d): [0, \sum_{r \in Q} P_r] \rightarrow \mathbb{R}$, como el valor del objetivo del problema:

$$\text{Min}_{\{\pi_r\}_{r \in Q}} \left[\sum_{r \in Q} \int_0^{\pi_r} f_r(x) dx \right] \quad (1)$$

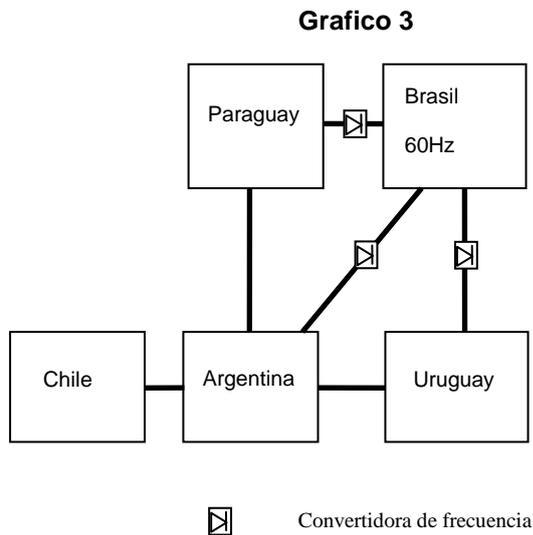
$$\text{s. a: } \sum_{r \in Q} \pi_r \geq d; \quad 0 \leq \pi_r \leq P_r \text{ para todo } r \in Q$$

- **$CMg(Q, d)$** , costo marginal de la energía con el conjunto Q , derivada respecto a d de la función $C(Q, d)$, o derivada lateral respectiva en 0 y $P(Q)$

Llamemos:

- **$CT_i(g_i)$** al costo total de generación del país i por abastecer la energía g_i en una hora dada, sólo con centrales del propio país, es decir $CT_i(g_i) = C(G_i, g_i)$
- **$CMg_i(g_i)$** al costo marginal de generación del país, $CMg_i(g_i)$ es la derivada lateral por la derecha del costo total.
- **G_i^{SC}** conjunto de recursos empleados en el país i sin comercio, al conjunto $\{(i, c, P_c^{SC}, f_c): c \in C_i / P_c^{SC} > 0\}$ donde $\{P_c^{SC}\}$ son las soluciones del problema (1) cuando $Q = G_i$ y $d = D_i$.

En el caso general de redes de múltiples países conectadas en corriente alterna de la misma frecuencia, los flujos de energía entre los países no pueden dirigirse voluntariamente. Además de las restricciones de balance de potencia activa en cada nodo y de pérdidas en la red, aparecen otras ecuaciones que en conjunto con las anteriores constituyen el llamado flujo de cargas del sistema eléctrico interconectado. No puede controlarse el camino que



toma la energía en las redes de interconexión. En el caso especial de nuestra región, las interconexiones entre Brasil (cuya red es de 60 Hz de frecuencia) y Argentina, Paraguay y Uruguay (cuyas redes son de 50 Hz) se dan a través de convertidoras de frecuencia, dispositivos de electrónica de potencia en los que la potencia transmitida puede determinarse como consigna de operación. Por otro lado, Chile sólo tiene

una interconexión con Argentina. El Gráfico 3 ilustra esta situación. Esto hace que en una primera aproximación, a los efectos del análisis económico, sea posible tomar como variables de control los flujos por las líneas de interconexión.

Llamemos:

- $L \subseteq \{i,j\}, i \in N, j \in N\}$ al conjunto de interconexiones existentes entre países.
- $\tau_{i,j}^i, \tau_{i,j}^j$, respectivamente al flujo de energía saliente de i en la dirección i,j y al flujo entrante en j en la dirección i,j . Sólo tienen sentido físico y económico las situaciones en las que $\tau_{i,j}^i \cdot \tau_{j,i}^i = 0, \tau_{i,j}^i \cdot \tau_{j,i}^j = 0$

Las interconexiones están sujetas a:

- Pérdidas físicas que supondremos cuadráticas con la potencia transmitida, que hacen que del flujo $\tau_{i,j}^i$ saliente de i , llegue al otro extremo j una cantidad menor,
- Restricciones a la capacidad de transmisión de cada interconexión que hacen que el flujo $\tau_{i,j}^i$ saliente de i , esté limitado por una cota $t_{i,j}^{i, \max}$

Despacho óptimo para un conjunto de países N, dados los conjuntos de centrales de generación C_i y las demandas D_i , para todo país $i \in N$ y el conjunto de interconexiones L , es el conjunto de potencias generadas por las centrales y el conjunto de flujos por las interconexiones, que resuelven el problema de minimización de costos siguiente.

$$\text{Min } \left[\sum_{i \in N} \sum_{c \in C_i} \int_0^{\pi_c} f_c(x) dx \right] \quad (2)$$

$$\{\pi_c\}, c \in C_i, i \in N$$

$$\{\tau_{i,j}^i\}, \{\tau_{i,j}^j\}, \{i,j\} \in L$$

$$s. a: \quad \sum_{c \in C_i} \pi_c + \sum_{\{i,j\} \in L_i} \tau_{j,i}^i - \sum_{\{i,k\} \in L_i} \tau_{i,k}^i - D_i \geq 0; \quad \text{para todo } i \in N \quad (2a)$$

$$0 \leq \pi_c \leq P_c^{\max} \text{ para todo } c \in C_i, \text{ para todo } i \in N \quad (2b)$$

$$\tau_{i,j}^j = \tau_{i,j}^i - r_{i,j} (\tau_{i,j}^i)^2 \tau_{j,i}^i = \tau_{i,j}^j - r_{j,i} (\tau_{i,j}^j)^2 \text{ para todo } \{i,j\} \in L \quad (2c)$$

$$\tau_{i,j}^i \leq t_{i,j}^{\max} \quad \tau_{j,i}^j \leq t_{j,i}^{\max} \quad \text{para todo } \{i,j\} \in L \quad (2d)$$

Donde $r_{i,j}$ y $r_{j,i}$ son constantes no negativas de pérdidas en la interconexión $\{i,j\}$.

El problema (2) puede reformularse, a menos de una constante en el objetivo, para evidenciar que los flujos óptimos pueden obtenerse a partir de las funciones de costo marginal de los países sin un operador central que controle cada recurso de cada país:

$$\text{Min } \sum_{i \in N} \int_{D_i}^{\pi_i} CM g_i(x) dx$$

$$\{\pi_i\}, i \in N$$

$$\{\tau_{i,j}^i\}, \{\tau_{i,j}^j\}, \{i,j\} \in L$$

$$s. a: \quad \pi_i + \sum_{\{i,j\} \in L_i} \tau_{j,i}^i - \sum_{\{i,k\} \in L_i} \tau_{i,k}^i - D_i \geq 0; \quad \text{y a (2c) y (2d) para todo } i \in N$$

Llamemos:

- $\mathbf{O}^* = (\{P_c^*\}, \{t_{i,j}^{i,*}, t_{i,j}^{j,*}\})$ a la solución óptima del problema (2), que supondremos única.

- CMg_i^* costo marginal de energía en el país i , con comercio óptimo, a la variable dual de la restricción demanda (2a) asociada al nodo i .
- G_i^* al conjunto de recursos con centrales del país i empleados en el óptimo:

$$G_i^* = \{(i, c, P_c^*, f_c^*) / c \in C_i, P_c^* > 0\} \text{ donde } f_c^*: [0, P_c^*] \rightarrow \mathbb{R}, \text{ tal que } f_c^*(\pi) = f_c(\pi).$$

Los países que cumplen $\sum_{c \in C_i} \pi_c > D_i$ se definen como exportadores netos y definimos su

exportación neta $g_i^* = \sum_{c \in C_i} \pi_c - D_i$. Los restantes países se definen como importadores

netos y su importación neta es $d_j^* = D_j - \sum_{c \in C_j} \pi_c$. Llamemos N_X y N_M a los conjuntos de

países exportadores netos e importadores netos.

Llamemos grafo G_a aquél cuyos nodos son cada uno de los países de N y cuyos arcos son las interconexiones en las que existe un flujo de energía no nulo. El sentido del flujo le da una orientación a cada arco, por lo que resulta un grafo direccionado.

En el Anexo I se prueban dos propiedades de G_a : si las pérdidas no son nulas no tiene ciclos; dado un arco (i,j) con flujo positivo de i a j , $CMg_i^* \leq CMg_j^*$.

5 Regímenes bilaterales de precios en la región

En lo que sigue se describen de forma estilizada las modalidades que ha tomado el comercio spot bilateral en la región. La descripción tiene interés porque es posible que los regímenes multilaterales aceptables para el conjunto de los países se basen en la experiencia previa de la región.

5.1 Criterios de formación de precios

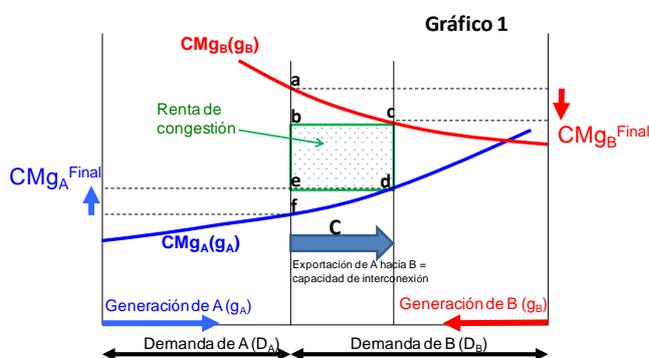
5.1.1 Precios nodales y reparto de rentas de congestión

Este régimen es el fijado por la Comunidad Andina de Naciones en la resolución 536, sobre comercio de energía. Se ha aplicado en el comercio entre Ecuador y Colombia. Es también el presentado en el más reciente estudio sobre el tema contratado por CIER, organismo que agrupa a las empresas eléctricas de América Latina, (CIER, 2011).

El país vendedor recibe por la energía vendida su propio costo marginal luego del comercio (incluso otros cargos del sistema adicionales al costo de la energía) más su cuota parte de las posibles rentas de congestión. El país comprador paga por la energía su propio costo marginal después del comercio y recibe el resto de las posibles rentas de congestión. Las proporciones del reparto de rentas de congestión son estables y fijadas de antemano. Por simplicidad, se supone que los únicos costos relevantes en los países son los de energía, excluyendo otros cargos que suele establecer la regulación.

Si la interconexión es muy grande, los costos marginales después del comercio tienden a

hacerse prácticamente iguales y las rentas de congestión son insignificantes. Si la interconexión es pequeña el costo marginal del vendedor termina por debajo del costo marginal del comprador y las rentas son importantes.



El Gráfico 1 muestra un ejemplo de comercio óptimo cuando se emplea al máximo la interconexión y aparecen rentas de congestión. En el eje horizontal se mide la energía o potencia producida y comerciada en una hora. La generación del país vendedor A crece de izquierda a derecha y la de B comprador en sentido opuesto. Las demandas son respectivamente D_A y D_B . Las curvas de costo marginal son CMg_A y CMg_B , ambas crecientes con las respectivas energías generadas. Llamemos C a la cantidad de energía comerciada.

A recibe $CMg_A^{Final} = CMg_A(D_A + C)$ por unidad de energía, más su cuota parte de las rentas de congestión. B paga $CMg_B^{Final} = CMg_B(D_B - C)$, por unidad de energía, y recibe su cuota parte de las rentas de congestión. El precio unitario de venta de A a B implícito es igual a: $p_{AB} = CMg_A^{Final} + \alpha_A(CMg_B^{Final} - CMg_A^{Final})$, donde α_A es la fracción de las rentas de congestión que corresponde a A. En el gráfico: A obtiene como beneficio del comercio el área **edf**, más su cuota parte de la renta de congestión **bcde**. B obtiene **acb** más su parte de

la renta de congestión. Llamemos B_i^{SR} y B_i^T a los beneficios del país i , antes del reparto de rentas de congestión y total en el comercio respectivamente. Suponiendo que las funciones de costo marginal son dos veces diferenciables, vale:

$$B_A^{SR} = \int_0^C [CMg_A(D_A + C) - CMg_A(D_A + x)] dx =$$

$$\int_0^C \left[\frac{dCMg_A(D_A + C)}{dg} (C - x) - \frac{1}{2} \frac{d^2 CMg_A(D_A + \theta_{A1}(x) C)}{dg^2} (C - x)^2 \right] dx \quad , \quad \text{con } (x) \in (0,1)$$

y por lo tanto: $\tau < \frac{dCMg_A(D_A + C)}{dg} \cdot \frac{C^2}{2} - K_A^{inf}(D_A, D_A + C) \cdot \frac{C^3}{6}$

donde $\tau^f(D_A, D_A + C)$ es una cota inferior de $\frac{Mg_A}{g^2}$ en $(D_A, D_A + C)$.

Análogamente se prueba que: $\frac{dCMg_B(D_B - C)}{dg} \cdot \frac{C^2}{2} + K_B^{inf}(D_B - C, D_B) \cdot \frac{C^3}{6} < B_B^{SR}$

Supongamos que se cumple:

$$\frac{dCMg_A}{dx}(D_A + \theta_1 C) < \frac{dCMg_B}{dx}(D_B - \theta_2 C) \quad \forall \theta_1, \theta_2 \in [0,1] \text{ y } 0 \leq C < D_B \quad (3)$$

Es razonable caracterizar a los países A y B cuando cumplen la condición (3) como país grande (GR) y país chico (CH) en el comercio respectivamente, ya que en cualquier transacción entre ambos, cambia más el costo marginal del país chico que el del grande.

Si los costos marginales son funciones convexas y se cumple (3) vale: $B_{CH}^{SR} > B_{GR}^{SR}$.

Definamos las hipótesis: (H1) las funciones $\frac{d^2 CMg_i}{dg^2} \frac{dCMg_i}{dx}$ están acotadas en valor absoluto (esos

coeficientes son medidas de concavidad de las curvas de costo marginal), y (H2) la desigualdad (3) se cumple con suficiente holgura, es decir la diferencia de tamaño es lo bastante grande. Si se cumplen (H1) y (H2) vale también $B_{CH}^{SR} > B_{GR}^{SR}$.

Proposiciones semejantes pueden probarse si el país grande compra.

Es decir que en el comercio a precios de nodo, el país chico tiende a obtener más beneficios del comercio que el grande, antes del reparto de rentas de congestión.

Consideremos dos situaciones extremas, interconexión de capacidad arbitrariamente pequeña (I^ϵ), e interconexión infinita (I^∞), en el comercio entre dos países GR y CH, grande y chico, con la definición de (3). Llamemos α_{GR} y α_{CH} a las participaciones respectivas en las rentas de interconexión. En el caso I^ϵ , $\frac{B_{CH}^T}{B_{GR}^T} = \frac{\alpha_{CH}}{\alpha_{GR}}$. En el caso I^∞ , no

existen rentas de congestión y por lo tanto $B_i^T = B_i^{SR}$ para ambos países.

Si las participaciones en la renta de congestión son iguales y los costos marginales son convexos o bien vale (H1), al aumentar la magnitud de la interconexión pasando de I^ϵ a I^∞ la relación entre los beneficios $\frac{B_{CH}^T}{B_{GR}^T}$ aumenta, partiendo de $\frac{1}{2}$.

En resumen: el país menor tiende a ganar más en el comercio internacional en hipótesis razonables sobre las curvas de costos marginales; si la renta de congestión se reparte por mitades, el país menor tiende a aumentar su participación en los beneficios cuando crece el tamaño de la interconexión. Al aumentar ésta, si las rentas de congestión se reparten por mitades el país menor tiende a aumentar su participación en los beneficios.

El mecanismo de precios nodales se inspira en el resultado de dos países con mercados spot perfectamente competitivos, si el empleo de la interconexión fuese subastado en forma también competitiva. La renta de congestión sería el precio de esa subasta. Algunos criterios posibles para definir el reparto de rentas de congestión de una línea de interconexión podrían ser:

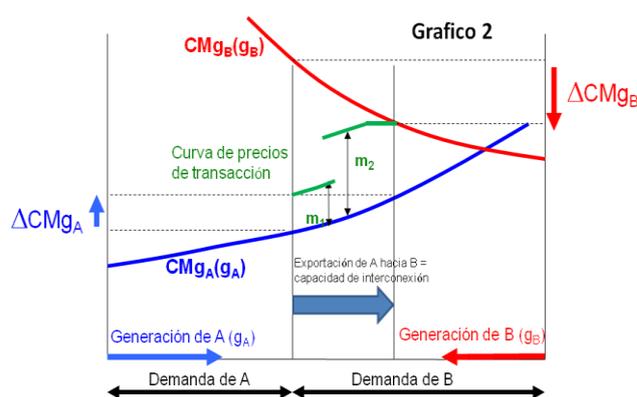
- a) La atribución en proporción a los aportes de los respectivos países o empresas en la inversión de interconexión, presentado en CIER (2011).
- b) La atribución por partes iguales a los países, empleada entre Colombia y Ecuador.
- c) La atribución en proporción a las demandas afectadas (demanda total del país vendedor a través de la interconexión y demanda de importación del país importador). Este fue el criterio aplicado inicialmente entre Ecuador y Colombia.

5.1.2 Reparto igualitario de beneficios

En este régimen se fija un precio, o un conjunto de precios por recurso empleado incrementalmente por el vendedor, que reparten el beneficio del comercio en partes iguales. Este mecanismo es uno de los previstos en el Convenio de Interconexión entre Uruguay y Argentina, con el nombre de modalidad sustitución, y se empleó con frecuencia en los primeros años luego de la interconexión, completada en 1980.

5.1.3 Venta al costo variable más un margen de ganancia

En este régimen, el precio de venta de cada recurso empleado incrementalmente por el vendedor es igual al costo variable más un margen de ganancia máximo por unidad de energía, fijado por tipo de central. Las modalidades potencia y emergencia del Convenio de Interconexión entre Uruguay y Argentina son de este tipo. El margen se estipuló como el costo fijo medio del recurso (inversión más operación y mantenimiento), incluso una rentabilidad sobre los activos de la central. Así el precio de venta de cada recurso es igual a su costo medio total y tiende a ser mayor cuanto menor sea el costo de inversión por kW instalado y mayor el costo variable unitario. Naturalmente, el margen puede surgir de cualquier criterio que favorezca el acuerdo entre los países.



El Gráfico 2 muestra el reparto de beneficios. Se toman dos márgenes m_1 y m_2 para distintos recursos. Sumando los márgenes al costo marginal del vendedor, se tienen los precios de venta. Supongamos costos marginales continuos y margen $m(\cdot)$ creciente con la

cantidad vendida. Puede ocurrir que el vendedor deba renunciar a parte del margen por algunos de los recursos, para poder comerciar la cantidad óptima C (como muestra el Gráfico 2). Esto ocurre cuando:

$$CMg_A(D_A + C) < CMg_B(D_B - C) < CMg_A(D_B + C) + m(C)$$

5.1.4 Otros regímenes de precios con antecedentes en la región

Otros regímenes de precios se han empleado o formulado en la región, a nuestro juicio de menor interés, son por ejemplo:

- La oferta de precios del vendedor por un período estacional. El país vendedor o una empresa del país vendedor ofertan un precio con validez por el período de una programación estacional de la operación, esto es del orden de un semestre. Fue el establecido en la regulación de Argentina en la década del 90.
- Oferta de precios por el vendedor y pago del spot del país comprador. Es el régimen de importación previsto en el marco regulatorio de Uruguay, en el caso de “integración spot” con el país interconectado, condición que no se ha verificado.

5.2 *Cesión de derechos de compra a un tercer país*

En el caso de tres países, la cesión consiste en que el comprador principal, que cuenta con un régimen de importación desde el país vendedor y que no requiere esos excedentes en un momento, cede al otro comprador, los derechos a ejercer el régimen de importación. Esto se realiza con el acuerdo del vendedor. En la región ha ocurrido la situación en que Brasil actúa como vendedor, Argentina como comprador principal, y Uruguay recibe la cesión de los derechos a comprar desde Brasil.

5.3 *Intercambio con devolución de reservas hidráulicas*

En este régimen, un país importador de energía obtiene energía hidráulica embalsada del exportador, generando el compromiso de devolución (CNPE, 2008). Ha sido empleado en diversas ocasiones entre los tres países de la región: Brasil cede energía hidroeléctrica embalsada a Argentina y Uruguay, a ser devuelta. Si bien no se ha aplicado hasta ahora, es concebible una modalidad simétrica en la que este tipo de transacción se haga por interés

del país exportador de la energía hidráulica, para emplear transitoriamente capacidad de embalse del país receptor.

5.4 Monto de transacciones en función de los recursos incrementales del vendedor y los recursos sustituidos del comprador

En los métodos de precios nodales, venta al costo más un margen y reparto igualitario, el monto total de la transacción T, una vez fijados los parámetros del régimen de precios, queda determinado por el conjunto de recursos incrementales del vendedor V, y el conjunto de recursos sustituidos S del comprador. Llamemos C a la cantidad vendida.

En el método de precios de nodo:

$$T = C \times [CMg(V,C) + \alpha (CMg(S,0) - CMg(V,C))]$$

donde el parámetro es α , participación del vendedor en la renta de congestión.

En el método de costo más un margen:

$$T = CT(V,C) + \sum_{r \in V} \int_0^{P_r} \text{Min}(m_r, CMg(S,0) - f_r(x)) dx$$

donde los parámetros son los márgenes m_r asociados a cada recurso del vendedor

En el método de reparto equitativo de beneficios:

$$T = CT(V,C) + \frac{1}{2} (CT(S,C) - CT(V,C))$$

Para que se limite el poder de mercado del vendedor y los acuerdos sean sostenibles, es esencial que los costos unitarios de los recursos presentados por los países al comercio sean los mismos que se emplean internamente en el despacho de cargas local, con la salvedad de los costos de racionamiento que se hace en el punto siguiente.

6 Administración de la seguridad de suministro: restricciones a la exportación de recursos y costos de energía racionada

Los acuerdos para el comercio de electricidad en la región, tanto bilaterales como multilaterales, deben contemplar un conjunto de problemas asociados con la seguridad de suministro. Los riesgos de racionamiento y el comercio en situación de racionamiento requieren acuerdos, que idealmente deberían reflejarse en un procedimiento formalizado. En lo que sigue se describe este problema.

6.1 Limitaciones a la exportación de recursos

Los acuerdos de comercio deben admitir que cada país fije restricciones explícitas a la exportación de reservas hidráulicas o incluso de centrales térmicas, si se presume que la venta puede poner en riesgo el abastecimiento futuro del vendedor. No es realista pensar en un manejo conjunto integral de los embalses de países distintos. Las autoridades de un país estarían expuestas al riesgo de exportar reservas hidráulicas (por un precio, pero sin generar obligación de devolución) y no poder recibir luego importaciones en situaciones de racionamiento. La dinámica de las negociaciones ha dado lugar al mecanismo de devolución de reservas hidráulicas, que resuelve en parte este problema.

6.2 Precios en situación de racionamiento del comprador

Como se vio en 5.4, los precios del comercio pueden depender de los costos del comprador. Cuando el comprador está en situación de racionamiento, si se tomase en los costos del comprador el CENS empleado para el despacho local, los precios pueden superar en uno o dos órdenes de magnitud a los costos variables del vendedor, lo que razonablemente sería considerado no equitativo. Es preferible que los países acuerden una cota superior común para los costos del comprador, a aplicar en los algoritmos de fijación de precios.

6.3 Prioridades de abastecimiento en situación de falla

Cada país puede hacer una evaluación económica distinta de los CENS, según la capacidad de las autoridades energéticas del país para reducir el consumo sin afectar la economía y el bienestar de la población. Si esas evaluaciones se incluyen directamente en la función de costos para determinar flujos óptimos, puede ocurrir que un país que valora relativamente poco el costo de la energía no suministrada racione su consumo para reducir la falla en otro con mayores costos de racionamiento, lo que parece poco realista. En un acuerdo de comercio es esencial definir criterios de solidaridad ante la situación de falla. Formalmente, esto equivale a determinar un criterio común para valorar el CENS, sólo a los efectos de determinar los flujos óptimos por las interconexiones y distinto del empleado en el despacho de cargas en cada país.

7 Problemas nuevos al pasar al comercio multilateral

Cuando tres o más países tienen interconexiones significativas entre sí, se requiere alguna forma de compatibilización de los regímenes bilaterales preexistentes, o la creación de un régimen multilateral enteramente nuevo, porque aparecen problemas que los regímenes bilaterales normalmente no resuelven:

- Cuando dos o más países compradores potenciales tienen interés en la energía de un país vendedor que cuenta con excedentes de bajo costo ¿qué fracción de esos recursos debe venderse a cada país que los demanda?
- El problema del tránsito de energía por terceros países y la posibilidad de intermediación en el comercio, ¿qué parte de la energía que llega a un país puede ser comprada por éste, y qué parte debe ser considerada un tránsito?

Una definición intuitiva es que ocurre tránsito cuando en los flujos óptimos, un país A aumenta su generación respecto a la situación sin comercio, y otro B la reduce, y los flujos entre A y B no sólo tienen lugar por la interconexión directa A-B, sino también de manera indirecta a través de un tercer país C.

La definición más habitual para la magnitud total de los tránsitos por un país es que se trata del mínimo entre la suma de inyecciones totales a la red del país y la suma de las salidas

totales desde la red del país. La identificación de la responsabilidad de los países originadores y destinatarios de los tránsitos ha dado lugar a una abundante literatura. Por ejemplo en la UE los tránsitos se estiman con el fin de establecer la compensación por el uso de las redes (FSR, 2005). En nuestra región, dentro del modelo de negociación estratégica entre países, la determinación del origen y el destino de la energía que llega a la red de un país tendría una importancia mayor, ya que podría estar en juego las transacciones por la energía y sus precios.

8 El régimen de precios de nodo y reparto de rentas de congestión aplicado al caso multilateral

El régimen de precios de nodo y reparto de rentas de congestión es la solución más sencilla y con más antecedentes para el comercio multilateral. Es el régimen propuesto para las transacciones spot en el Mercado Eléctrico Regional (MER), que se está constituyendo entre los países de América Central, el adoptado por la resolución 536 de la CAN (si bien sólo se ha aplicado en comercio bilateral) y el planteado en los estudios de CIER (2011). Si nuevamente simplificamos el problema y solo existen costos marginales de energía, como resultado del comercio, cada país i tiene un ingreso neto T_i por el conjunto de sus transacciones dado por:

$$T_i = CMg_i^* \left(\sum_{j \in \text{suc}(i)} t_{i,j}^* - \sum_{j \in \text{pred}(i)} t_{j,i}^* \right) + \sum_{j \in \text{suc}(i) \cup \text{pred}(i)} \alpha_{i,j}^i |CMg_i^* - CMg_j^*|$$

Donde:

- CMg_i^* es el costo marginal del país i con comercio óptimo, definido en el punto 4.
- $\text{suc}(i)$ y $\text{pred}(i)$ son respectivamente el conjunto de los nodos que reciben de i energía (son sucesores de i en \mathcal{G}) y que envían a i energía en los flujos óptimos (son predecesores de i en \mathcal{G}).
- $t_{i,j}^*$ es el flujo óptimo de energía de i a j

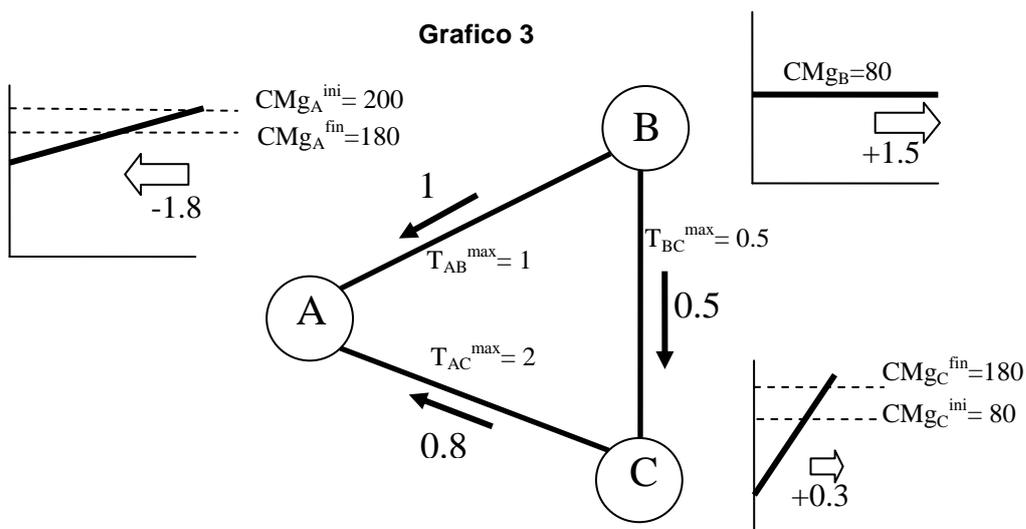
- $\alpha_{i,j}^i$ es la fracción de la renta de congestión de la interconexión entre los países i y j que corresponde al país i.

Esto equivale a que en cada interconexión con flujo desde el país i al j, el primero venda al segundo la energía a un precio: $p_{i,j} = CMg_i^* + \alpha_{i,j}^i (CMg_j^* - CMg_i)$.

En el punto 5.1.1 se mostraron dos propiedades sobre el reparto del beneficio entre países al aplicarse el método a transacciones bilaterales. Es de interés analizar si estas dos características se mantienen en el caso de tres o más países. Una prueba analítica parece muy compleja, por lo que es posible recurrir a simulaciones numéricas. En el Anexo II se muestra un caso en el que ambas afirmaciones en el siguiente sentido (que se precisa más en dicho Anexo):

- Dados sistemas eléctricos de tamaño diferente, si la topología de la red, las capacidades de interconexión y los niveles de los costos marginales son elegidos al azar, el beneficio por unidad de energía comerciada eléctrico es mayor cuanto menor es el sistema eléctrico.
- En las mismas condiciones, si las rentas se reparten por mitades, un aumento de la capacidad de interconexión tiende beneficiar a los sistemas eléctricos menores.

Al aplicarse el método al caso multilateral se evidencia otra característica: cada país se aprovecha íntegramente de las ventajas de la intermediación debida a los tránsitos de energía. El Gráfico 3 ilustra esa afirmación con un ejemplo.



El país B aumenta su generación en 1.5 unidades; supongamos que su costo marginal de energía permanece constante e igual a 80. El país C aumenta su generación en 0.3 unidades y su costo marginal pasa de 80 a 180 como resultado del comercio. El país A reduce su generación en 1.8, y su costo marginal pasa de 200 a 180 por el comercio. Las líneas BA y BC están cargadas al máximo de su capacidad. La línea AC tiene capacidad remanente y por lo tanto los costos marginales de A y de C se igualan en 180. Se supone nulas las pérdidas en las líneas y que cada renta de congestión se reparte por mitades entre los países unidos por la interconexión.

El ingreso neto del país C como resultado del comercio es:

$$\begin{aligned}
 &(0.8-0.5) \times 180 && \text{(valor de energías entrante y saliente a costo marginal en C)} \\
 &+0.5 \times (180-80) \times 0.5 && \text{(cuota parte de renta de congestión en BC)} \\
 &- \Delta G_C && \text{(aumento del costo de generación de C)}
 \end{aligned}$$

Es decir que el país C, además de tener el beneficio neto por la venta a A de su propia generación incremental ($0.3 \times (180 - \Delta G_C)$), percibe la mitad de la renta de congestión en BC por el tránsito de energía de magnitud 0.5 procedente de B y destinado a A.

9 Conjuntos de transacciones bilaterales coherentes a partir de flujos óptimos multilaterales

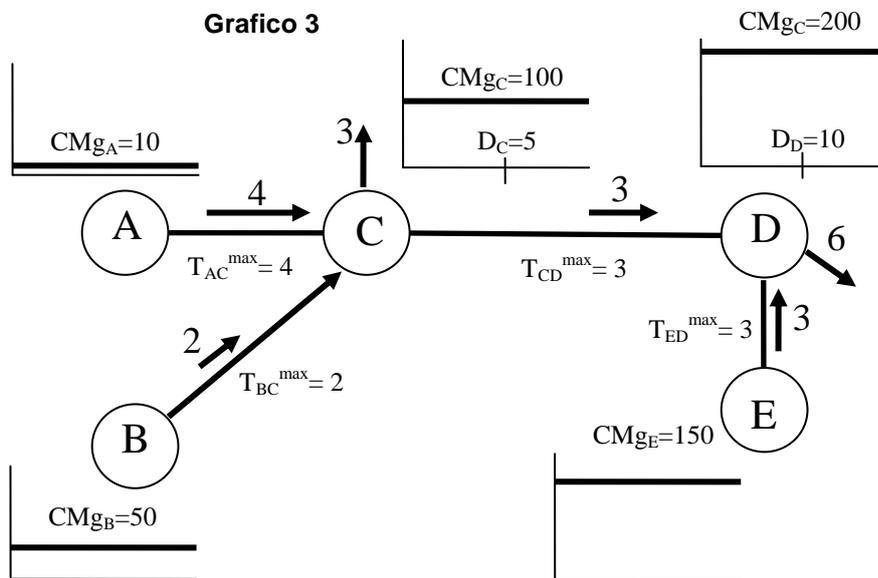
El objeto de este punto es definir una familia de regímenes de comercio, al permitir opciones en dos aspectos: a) el grado en que se concede a un país ventajas por la localización en la red y posibilidades de intermediación y b) la forma de repartir los beneficios del comercio. En cada régimen se definen transacciones bilaterales con sentido económico, a partir de los flujos óptimos, en las que se comercian recursos de generación, incluidos todos los de la generación incremental debida al comercio de los países exportadores netos. En 9.1 a continuación se presenta un ejemplo explicativo, mientras que en 9.2 se definen de manera más precisa los algoritmos para determinar las transacciones.

9.1 Ventajas por la localización en la red e intermediación.

Dos puntos centrales en la definición de las transacciones bilaterales son i) el grado en que una mejor localización en la red de interconexión (por ejemplo cercanía de un comprador a

los exportadores más baratos) beneficia a los países, y ii) la posibilidad de intermediación por parte de los países que prestan sus redes al tránsito de energía.

Estos aspectos quedan ilustrados con el ejemplo formulado en el Gráfico 3.



Supongamos que existe un régimen de venta al costo más un margen, por el que la energía es vendida por todo país exportador al costo marginal más un margen fijo m , y que se ha convenido que cuando existe intermediación se admite un margen m' entre el precio de compra y el precio de venta.

Todos los países tienen curvas de costo marginal constantes para cualquier potencia generada. Las T_{ij}^{max} mostradas junto a cada línea de interconexión son las respectivas capacidades máximas de transporte. Las flechas indican el sentido y magnitud de los flujos óptimos. En el óptimo, el país C debe generar sólo 3 de las 5 unidades de energía de su demanda. Todas las líneas están al máximo de su capacidad en el óptimo. Se supone que $m < 50$ y $m + m' < 150$.

No hay una única forma de definir transacciones bilaterales en las que los exportadores netos A, B y E venden y los compradores C y D compran. Tanto C como D hallarían conveniente comprar con prioridad a A, que es el vendedor más barato (precio $10 + m$), luego a B (precio $50 + m$), y sólo en último lugar a D (precio $150 + m$).

Una primera posibilidad es un reparto proporcional sin considerar la red: C y D compran energía a A, B y E en proporciones (4/9 de A y 2/9 de B y 3/9 de E) que son las que guardan las exportaciones totales de esos tres países. No se considera en absoluto los flujos. Ese criterio debe descartarse porque puede conducir, como en el ejemplo, a que un país (en este caso C) deba comprar a precio (150+m) superior a su costo marginal (100), a otro país (E), cuyo costo marginal (150) es mayor al propio.

Para que tengan sentido, las transacciones bilaterales, deben construirse siguiendo los flujos en el grafo direccionado \mathcal{G} de flujos óptimos:

- La venta siempre tiene lugar desde un país predecesor a otro sucesor directo o indirecto en \mathcal{G} .
- Se atribuye al flujo por cada interconexión una composición, en energía originada en cada uno de los países exportadores.
- Se atribuye a la energía llegada a un nodo por las interconexiones, una composición en energía originada en cada uno de los países exportadores.
- Se conviene que la composición de los flujos salientes de cada nodo hacia todos sus sucesores es la misma.
- Si cada país exporta recursos distintos, lo que no ocurre en el ejemplo, la descomposición llega también al nivel de los recursos.

Dos cuestiones que definen un régimen para las transacciones bilaterales son:

(Q1) ¿Hasta qué cantidad puede un país comprar la energía que llega a su nodo?

(Q2) ¿El país puede comprar la más energía más barata con prioridad (Criterio Q2.1), o compra siempre en la misma proporción que guarda la energía total llegada al nodo (Criterio Q2.2), que pasa a ser también la de los tránsitos hacia los nodos sucesores.

Supongamos que para (Q2) se establece el Criterio Q2.1. Veamos tres criterios posibles para la cuestión (Q1) aplicados al ejemplo del Gráfico 3.

Criterio Q1.1 – Compra de la energía neta extraída de la red. Sólo los países importadores netos en los flujos óptimos compran energía, y compran precisamente una cantidad igual a su importación neta.

Criterio Q1.2 – Compra cubriendo la demanda al mínimo costo para el país. Todo país, sea o no importador neto, puede comprar energía entrante a su nodo. Compra precisamente la energía que, en conjunto con la generada en el óptimo por el propio país, permite cubrir la demanda total del país al mínimo costo. Esto le puede generar excedentes de recursos propios que están generados en el óptimo, que podrá exportar.

Criterio Q1.3–Compra de todos los flujos entrantes e intermediación. Cada país compra la totalidad de los flujos entrantes a su nodo. Con ellos, más la energía generada en el óptimo en el propio país, se cubre la demanda total al mínimo costo y se producen excedentes que se venden. Como resultado, parte de lo que vende puede resultar de la intermediación de energía entrante. En el ejemplo, la intermediación le permite vender con margen m' por encima del precio de compra.

La tabla siguiente muestra la aplicación de cada uno de los tres criterios al ejemplo, y determina el costo neto en el comercio de los dos importadores netos C y D, que aparece en negrita en la tabla. En todos los casos se omite la transacción por la que E le vende a D tres unidades a precio $150+m$, ya que se realiza igual con los tres criterios y no tiene interés en la comparación. Omitiendo la compra de D a E, las importaciones netas de C y D son cada una de 3.

Tabla 1 – Transacciones y costos netos de comercio bajo Q2.1

Criterio	País C		País D	
	Energía	Costo	Energía	Costo
Q1.1	Compra a A = 3 (3 = importación neta de C)	3 (10+m) <hr/> 30 + 3m	Compra a A = 1 Compra a B = 2	1 (10+m) <u>2 (50+m)</u> 110 + 3m
Q1.2	Compra a A = 4 Compra a B = 1 (4+1=5 demanda total de C) Venta a D de energía propia = 2 (es la generación de 2 excedente para C al cubrir toda su demanda con importación)	4 (10+m) 1 (50+m) <u>-2 (100+m)</u> -110 + 3m	Compra a B = 1 (De los 6 que entraron a C, sólo 1 de B sobró para D) Compra a C = 2	1 (50+m) <u>2 (100+m)</u> 250 + 3m
Q1.3	Compra a A = 4 Compra a B = 2 (C compra toda la energía entrante) Venta a D de energ. propia = 2 Venta a D de energ. de B= 1 (C vende su propia generación excedente y 1 de B que no empleó para cubrir su demanda)	4 (10+m) 2 (50+m) -2 (100+m) <u>-1 (50+m+m')</u> -110+3m-m'	Compra a C = 2 Compra a B = 1	2 (100+m) 1 (50+m+m') <hr/> 250+ 3m + m'

En todos los criterios C paga un costo neto mayor que D por la misma cantidad de importación neta 3, por lo tanto C tiene un costo neto por unidad importada menor, en cualquiera de los tres criterios tomados para Q1, como resultado de la cercanía de C a los exportadores A y B.

Al pasar del criterio Q1.1 al Q1.2 y de éste al Q1.3, C mejora y D empeora, como resultado del valor creciente que los criterios otorgan a una localización favorable en la red de interconexión, es decir cercanía a los exportadores A y B. En todos los criterios la suma de costos netos de C y D es $140+6m$, iguala el ingreso sumado de los exportadores A y B, $4(10+m)+2(50+m)$.

Si para la cuestión (Q2) se toma el Criterio Q2.1, es decir un país que compra siempre en la misma proporción que guarda la energía total llegada al nodo, la situación de C empeoraría y la de D mejoraría respecto a la tabla anterior.

9.2 Algoritmo para definir transacciones bilaterales

Se describe un algoritmo para definir transacciones bilaterales definidas a partir de los flujos óptimos de interconexión, con el criterio Q.2.1: los países emplean con prioridad para sí los recursos menos costosos que reciben de nodos precedentes del grafo de flujos óptimos. Para simplificar el problema se supondrá que las pérdidas en las líneas son despreciables. Si no se hace esta simplificación es necesario hacer ajustes por las pérdidas como en Bialek (1996). Bajo esa hipótesis los flujos óptimos en cada interconexión (i,j) cumplen: $t_{ij}^{i,*} = t_{ij}^{j,*} =: t_{ij}^*$.

Llamemos:

- **acc(i)** al conjunto de nodos accesibles desde i en el grafo \mathcal{G} , es decir al conjunto de nodos a los que se puede llegar partiendo desde i y siguiendo arcos.
- **Nodo fuente** al que tiene al menos un arco saliente y ninguno entrante. Todo grafo direccionado sin ciclos finito como \mathcal{G} , tiene al menos un nodo fuente.
- **DO(G,D)** función despacho óptimo dados una demanda D y un conjunto de recursos de generación $G = \{(i_r, c_r, P_r, f_r), r=1, \dots, M\}$, tales que $\sum_{r=1}^M P_r^{max} \geq D$, a la que determina el

conjunto de recursos que permite cubrir la demanda D a mínimo costo:

$$DO(G, D) = \{(i_r, c_r, \Pi_r(G, D), f_r), \text{ para todo } r / \Pi_r(G, D) > 0\}$$

donde $\Pi_r(G, D)$, $r=1, \dots, M$, son las potencias que minimizan en el problema:

$$\text{Min}_{\{\pi_r\}} \left[\sum_{r=1}^M \int_0^{\pi_r} f_r(x) dx \right]$$

$$\text{s. a: } \sum_{r=1}^M \pi_r \geq D; \quad 0 \leq \pi_r \leq P_r^{max}, \text{ para } r = 1, \dots, M$$

- **EX(G, D)** función excedentes dados una demanda D y el conjunto de recursos de generación $G = \{(i_r, c_r, P_r, f_r), r=1, \dots, M\}$, a la que determina el conjunto de recursos excedentarios luego de emplear los de recursos de G para el despacho óptimo de D:

$$EX(G,D) = \{(i_r, c_r, P_r - \Pi_r(G,D), g_r): g_r(x) = f(x + \Pi_r(G,D)), \text{ para } r / \Pi_r(G,D) < P_r^{\max}\}$$

- $\alpha.r$, donde $r = (i_r, c_r, P_r, f: [0, P_r^{\max}])$ y α un número real, $0 \leq \alpha \leq 1$, a otro recurso igual a $(i_r, c_r, \alpha P_r, g(x) = f(x/\alpha))$

- $RD_i(Q_1, Q_2)$ función recursos desplazados de un país i , dados dos conjuntos de recursos $Q_1 = \{(i, c, P_c^{Q_1}, f_c): c \in C_i\}$ y $Q_2 = \{(i, c, P_c^{Q_2}, f_c): c \in C_i\}$ que cumplen

$$P_c^{Q_1} \geq P_c^{Q_2} \forall c \in C_i, \text{ al conjunto de recursos}$$

$$\{r = (i, c, P_c^{Q_1} - P_c^{Q_2}, f_r): c \in C_i / P_c^{Q_1} > P_c^{Q_2}\} \text{ siendo}$$

$$f_r: [0, P_c^{Q_1} - P_c^{Q_2}] \rightarrow R, f_r(\pi) = f_c(\pi + P_c^{Q_2}).$$

$$\text{Se cumple que: } P[RD_i(Q_1, Q_2)] = P(Q_1) - P(Q_2) \quad (4)$$

El siguiente algoritmo define transacciones de recursos, al construir para todo $i, j \in N$ los conjuntos:

- V_{ij} recursos que i vende a j
- S_i recursos de i empleados sin comercio y sustituidos por el comercio internacional
- E_i recursos que el nodo i recibe de sus nodos predecesores
- F_i recursos que el nodo i entrega a sus nodos sucesores

G_i^* , G_i^{SC} , D_i , d_i^* usados en el algoritmo fueron definidos en el punto 4.

Inicio del Algoritmo

Sea $G^v = G$, $v=1$

Sea $E_i = \emptyset$ para todo nodo $i \in N$, $V_{ij} = \emptyset$, para todo nodo $i, j \in N$, $j \neq i$

Paso 1

Para todo nodo i fuente del grafo G^v :

Paso 1.1

Si se usa Criterio Q1.1:

Si $i \in N_X$ (es exportador neto):

Se define $F_i = EX(G_i^*, D_i) \cup E_i$

Si $i \in N_M$ (es importador neto):

Sean $L_i = DO(E_i, d_i^*)$, $F_i = EX(E_i, d_i^*)$, $S_i = RD_i(G_i^{SC}, G_i^*)$

Para todo $r = (i_r, c_r, P_r, f_r) \in L_i$ se computa la venta de r del nodo i_r al nodo i , es decir se adiciona el recurso r a $V_{i_r i}$. (Se sabe que $i_r \neq i$ para todo $r \in L_i$)

Si se usa Criterio Q1.2:

Se definen $L_i = DO(E_i \cup G_i^*, D_i)$, $F_i = EX(E_i \cup G_i^*, D_i)$, $L_i^i = \{r \in L_i : i_r = i\}$, $S_i = RD_i(G_i^{SC}, L_i^i)$.

Para todo recurso $r = (i_r, c_r, P_r, f_r) \in L_i$ tal que $i_r \neq i$ se computa la venta del recurso r del nodo i_r al nodo i , es decir se adiciona el recurso r a $V_{i_r i}$.

Si se usa Criterio Q1.3:

Se definen $L_i = DO(E_i \cup G_i^*, D_i)$, $F_i = EX(E_i \cup G_i^*, D_i)$, $L_i^i = \{r \in L_i : i_r = i\}$, $S_i = RD_i(G_i^{SC}, L_i^i)$.

Para todo nodo $k \in \text{pred}(i)$ se computa la venta de todos los recursos de F_{ki} , de k a i , es decir se adicionan esos recursos a V_{ki} .

Paso 1.2

Para todo nodo $j \in \text{suc}(i)$ se define $F_{ij} = \{\alpha_j, r : \text{para todo } r \in F_i\}$ donde $\alpha_j = \frac{t_{ij}^*}{\sum_{j \in \text{suc}(i)} t_{ij}^*}$.

Para todo nodo $j \in \text{suc}(i)$ se adicionan los recursos de F_{ij} a E_j .

Paso 2

Se define el grafo G^{sig} resultante de eliminar de G^v todos sus nodos fuente y los arcos salientes de dichos nodos.

Si G^{sig} no es vacío:

v se incrementa en 1

Se define $G^v = G^{sig}$

Se vuelve al Paso 1.

Si G^{sig} es vacío termina el algoritmo.

El algoritmo tiene las siguientes propiedades:

- Es finito y se termina al cabo de Niter iteraciones, ya que el grafo \mathcal{G} no tiene ciclos y tiene un número finito de nodos. Los grafos \mathcal{G}^v , $v=1,..Niter$, no tienen ciclos porque resultan de eliminar nodos y los arcos salientes de esos nodos, en un grafo sin ciclos. En cada iteración se elimina al menos un nodo y la cantidad de nodos totales es $|N|$ finita.
- Cualquier recurso r del conjunto F_{ij} que el nodo i envía al conjunto E_j de un sucesor j en el Paso 1.2, procede de recursos de G_i^* , o bien de E_i . Entonces $V_{ij} \neq \emptyset$ sólo si $j \in acc(i)$, conjunto de nodos accesibles desde i .
- Por lo anterior, el costo marginal $f_r(P_r)$ de cualquier recurso r que i vende a j cumple: $f_r(P_r) \leq CM_{g_i^*} \leq CM_{g_j^*}$.
- En el Paso 1.1:

Con Q1.1: en los nodos importadores netos, que son los únicos que compran energía a otros nodos: $\sum_{k \in N} P(V_{ki}) = P(L_i) = d_i^*$ y $P(S_i) = P[RD_i(G_i^{SC}, G_i^*)]$; aplicando (4): $P(S_i) = P(G_i^{SC}) - P(G_i^*) = D_i - P(G_i^*) = d_i^*$.

Con Q1.2: $\sum_{k \in N} P(V_{ki}) = P(L_i) - P(L_i^i) = D_i - P(L_i^i)$ y $P(S_i) = P[RD_i(G_i^{SC}, L_i^i)]$. Aplicando (4) $P(S_i) = P(G_i^{SC}) - P(L_i^i) = D_i - P(L_i^i)$.

Es decir que con Q1.1 y Q1.2, para todo nodo que compra recursos la suma de potencias de los recursos que le venden es igual a la potencia de los recursos sustituidos por el comercio internacional: $\sum_{k \in N} P(V_{kj}) = P(S_i)$.

En cambio con Q1.3: $V_{ki} = F_{ki}$, y $\sum_{k \in N} P(V_{ki}) = \sum_{k \in N} P(F_{ki}) = P(E_i)$, que puede ser mayor que $P(S_i) = P(G_i^{SC}) - P(L_i^i) = D_i - P(L_i^i)$. En el ejemplo del punto 9.1 ocurre que $P(E_C) = 6$ excede a $P(S_C) = 5$ en la cantidad de energía intermediada, igual a 1.

9.3 Reglas de reparto de beneficios

Como resultado del algoritmo descrito, con cada uno de los tres criterios para Q1, quedan definidos $\{V_{ij}, S_j\}$ $i \in N, j \in N, j \neq i$. Llamemos potencia vendida por i a j a: $C_{ij} = \sum_{r \in V_{ij}} P_r$.

Los montos T_{ij} de las transacciones pagados por j a i , por la venta V_{ij} , dependen del método para definir los precios y quedan definidos por:

En el método de precios de nodo:

$$T_{ij} = C[\text{CMg}(V_{ij}, C_{ij}) + \alpha'_{ij} (\text{CMg}(S_j, 0) - \text{CMg}(V_{ij}, C_{ij}))]$$

donde ahora:

- No necesariamente $j \in \text{suc}(i)$, sino que $j \in \text{acc}(i)$
- Se puede definir una renta generalizada de congestión $\text{CMg}(S_j, 0) - \text{CMg}(V_{ij}, C_{ij})$,

para $j \in \text{acc}(i)$, y los parámetros son α'_{ij} , participación del vendedor i en la renta generalizada con el país j , a acordar entre i y j . Para $j \in \text{suc}(i)$ α'_{ij} es la renta de congestión ya definida.

En el método de costo más un margen:

$$T_{ij} = CT(V_{ij}, C_{ij}) + \sum_{r \in V_{ij}} \int_0^{P_r^{\max}} f_r(x) + \text{Min}(m_r, \text{CMg}(S_j, 0) - f_r(x)) dx$$

donde los parámetros son los márgenes m_r asociados a cada recurso vendedor.

En el método de reparto equitativo de beneficios:

$$T_{ij} = CT(V_i, C_j) + \frac{1}{2} (CT(S, C) \frac{C_{ij}}{\sum_{i \in N} C_{ij}} - CT(V_i, C_j))$$

Lo anterior resulta de repartir en partes iguales los beneficios de cada vendedor i y el comprador j , suponiendo que todo vendedor i sustituye la misma proporción $\frac{C_{ij}}{\sum_{i \in N} C_{ij}}$ de

cada uno de los recursos de S_j . El criterio Q.1.3 no tiene sentido si se aplica este método, ya que la potencia total de los recursos comprados por j puede ser mayor a la demanda del país D_j .

10 Conclusiones

Los resultados del trabajo muestran la variedad de acuerdos posibles en el problema del comercio spot de energía eléctrica, cuando el contexto institucional es el de negociación estratégica entre países por el reparto de los beneficios del comercio.

Se describen diversas formas de diseñar transacciones bilaterales con sentido económico y que en conjunto sean compatibles, a partir del grafo direccionado de flujos óptimos por las interconexiones. Para determinar esas transacciones se recorre ese grafo de manera iterativa. En cada iteración se procesan los nodos (países) fuente de un grafo de flujos, se determinan los recursos que cada uno de esos nodos compra a los nodos precedentes y los que envía a sus nodos sucesores. Al fin de cada iteración se eliminan los nodos fuente procesados y se tiene un nuevo grafo direccionado, que tampoco tiene ciclos.

Las distintas formas de definir las transacciones difieren en cuanto a la capacidad de un país de apropiarse de los recursos más baratos que llegan a su nodo y a la posibilidad o no de realizar intermediación de recursos. Una vez definidas las transacciones bilaterales, los pares de países involucrados podrían emplear acuerdos diversos para fijar los precios en ellas.

Este tratamiento, que tiene un origen intuitivo al considerar el comercio de energía eléctrica, puede extenderse al problema más general de los acuerdos cooperativos negociados entre partes en el comercio de bienes en general, cuando son necesarias redes de transporte para que el comercio tenga lugar.

11 Referencias

Bialek, J. (1996). "Tracing the flow of electricity". *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, Volume: 143 , Issue: 4, Jul 1996

CIER (2011). Proyecto CIER 15 Fase II. Resumen Ejecutivo.

http://www.cacier.com.ar/Institucional/Proyectos/Documentos/Informe_Final-CIER15.pdf

CNPE (2008). Conselho Nacional de Política Energética –CNPE de Brasil. Resolución 5 del 17 de junio de 2008.

Comisión Europea (2005). Informe sobre el progreso en la creación del mercado interior del gas y la electricidad.

CONSENTEC y Frontier Economics Limited (2004). “Analysis of Cross Border Congestion Management Methods. Final Report, June 2004.
http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/ec_congestion_management_methods_final_report_june2004.pdf

ETSO (2006). European Transmission System Operators-ETSO. An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe.

FSR(2005). A Study on the Inter-TSO Compensation Mechanism. Florence School of Regulation-Robert Schuman Centre, European University Institute, October 2005.

Ibarburu, M. y García de Soria, X., (2008) “Problemas de interés económico en los acuerdos para el comercio internacional de energía eléctrica. Situación en América del Sur y la Unión Europea”. *Cuaderno de Economía*, Universidad Católica del Uruguay-2008.

Jamasb, T. y Pollitt, M. (2005). Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration- CEEPR – Center for Energy and Environmental Policy Research.

Moitre, D y Rudnick, H. (2000), “Integration of wholesale competitive electric energy markets: an application of the Nash bargaining generalised solution” *Electric Power & Energy Systems* -22 (2000). <http://www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/moitre2000.pdf>

Nowak, B. (2010). “Equal Access to the energy infrastructure as a precondition to promote Competition in the energy market. The case of European Union”. *Energy Policy* 38(2010) 3691–3700.

12 Anexos

12.1 Anexo I - Propiedades de los flujos óptimos

12.1.1 No existencia de ciclos en los flujos óptimos

Supongamos que existe un ciclo de arcos (a_1, a_2, \dots, a_K) , con flujos salientes en su respectivo nodo inicial $(s_{a_1}, \dots, s_{a_K})$ y entrantes a su respectivo nodo final $(f_{a_1}, \dots, f_{a_K})$, y constantes de pérdidas $(r_{a_1}, \dots, r_{a_K})$ respectivamente, donde el nodo inicial del arco a_1 ,

que llamaremos $i_{K,1}$, tiene generación positiva $g_{K,1}$. Por (2c) vale para todo arco a_k :

$$f_{a_k} = s_{a_k} - r_{a_k}(s_{a_k})^2 =: T_k(s_{a_k}) \quad , k=1, \dots, K \quad (A1)$$

La función $T_k(\cdot)$ da la potencia recibida en el nodo final a partir de la saliente del nodo inicial del arco k . Resulta $T'_k(s_{a_k}) = 1 - 2 r_{a_k} s_{a_k} < 1$.

Tomando $\varepsilon > 0$ y suficientemente pequeño, puede construirse otro conjunto de flujos por el ciclo, salientes $\sigma = (\sigma_{a_1}, \dots, \sigma_{a_K})$, y finales $\varphi = (\varphi_{a_1}, \dots, \varphi_{a_K})$ tales que:

$$s_{a_1} - \sigma_{a_1} = \varepsilon \quad (A2)$$

$$\varphi_{a_k} = T_k(\sigma_{a_k}), \text{ para } k=1, \dots, K \quad (A3)$$

$$s_{a_k} - \sigma_{a_k} = f_{a_{k-1}} - \varphi_{a_{k-1}} \text{ para } k=2, \dots, K. \quad (A4)$$

De (A1) y (A3) se tiene, para $k=1, \dots, K$:

$$f_{a_k} - \varphi_{a_k} = T_k(s_{a_k}) - T_k(\sigma_{a_k}) = T'_k(\theta_{a_k})(s_{a_k} - \sigma_{a_k}) \text{ con } \theta_{a_k} \in (\sigma_{a_k}, s_{a_k}) \quad (A5)$$

Y por (A4): $f_{a_k} - \varphi_{a_k} = T'_k(\theta_{a_k})(f_{a_{k-1}} - \varphi_{a_{k-1}})$, para $k=2, \dots, K$

Aplicando (A4) reiteradamente para $k=2, \dots, K$, (A5) para $k=1$, y (A2) se llega a:

$$f_{a_K} - \varphi_{a_K} = T'_K(\theta_{a_K}) \dots T'_1(\theta_{a_1}) \varepsilon_1 =: \varepsilon_{K,1} < \varepsilon_1$$

Esos flujos y el resto de las variables de O^* , verifican todas las ecuaciones (2b), (2c) y (2d) y las ecuaciones (2a) en todos los nodos menos $i_{K,1}$, donde aparece un exceso de energía

$\varepsilon_1 - \varepsilon_{K,1} > 0$. Si se reduce la energía generada en $i_{K,1}$ en esa misma cantidad, la nueva generación $Y_{K,1} := g_{K,1} - (\varepsilon_1 - \varepsilon_{K,1})$, los flujos σ y φ y los restantes valores de la solución óptima O^* de (2) son una solución factible del problema, con un menor costo de generación total, lo que contradice la optimalidad de O^* .

12.1.2 Monotonía de CMg_i^* al recorrer arcos

CMg_i^* es la variable dual asociada a la restricción (2a) de abastecimiento de la demanda en el nodo i . Probaremos que dados dos nodos i y j entre los que existe una interconexión, tales que en el óptimo $t_{i,j}^i > 0$, $t_{i,j}^j > 0$, se cumple que $CMg_i^* \leq CMg_j^*$. Llamemos CT^* al costo total en la solución óptima O^* del problema (2) y $T(t) = t - rt^2$ a la función que determina la energía recibida en j , a cuando en i se envía t . Se cumple $T'(t) = 1 - 2r_{ij}t < 1$, $T''(t) < 0$.

Supongamos que fuera $CMg_j^* < CMg_i^*$. Se puede elegir $\varepsilon > 0$ arbitrariamente pequeño y definir a partir de (2) un problema perturbado en j , PP^{ej} , donde en el nodo j se abastece la demanda $D_j + \varepsilon$. Por la definición de la variable dual de la restricción de demanda en j , la solución O^{ej} óptima de PP^{ej} , tiene costo: $CT^{ej} = CT^* + CMg_j^* \cdot \varepsilon + \theta^2(\varepsilon)$ (A6) con $\theta^2(\varepsilon)$ infinitésimo de orden mayor que 1.

Suponiendo la continuidad de las soluciones óptimas respecto a las demandas en O^{ej} el flujo desde i a j medido en i (t^ε) y el medido en j ($T(t^\varepsilon)$) son ambos positivos.

Sea un segundo problema perturbado a partir de (2) $PP^{\delta i}$, en el que la demanda a abastecer en j es D_j , y la demanda a abastecer i es $D_i + \delta(\varepsilon)$, donde $\delta(\varepsilon)$ se define por: $T(t^\varepsilon - \delta) = T(t^\varepsilon) - \varepsilon$. Se cumple que:

- $\delta(\varepsilon) > \varepsilon$, por ser $\varepsilon = T(t^\varepsilon) - T(t^\varepsilon - \delta) = T'(t^\varepsilon - \alpha\delta)\delta$, con $\alpha \in [0, 1]$ y $T' < 1$
- $\delta = t^\varepsilon - T^{-1}(T(t^\varepsilon) - \varepsilon)$ y entonces por ser T y T^{-1} continuas en t^ε , $\delta(\varepsilon) \rightarrow 0$, cuando $\varepsilon \rightarrow 0$.

Una solución factible $S^{\delta i}$ de $PP^{\delta i}$ es la que resulta tomando las variables de O^{ej} óptima de PP^{ej} , excepto el flujo entre i y j , que medido en i , se toma igual a $t^\varepsilon - \delta$ en lugar de t^ε y medido en j se toma igual a $T(t^\varepsilon) - \varepsilon$ en lugar de $T(t^\varepsilon)$.

El costo $CTS^{\delta i}$ de $S^{\delta i}$ es el mismo que el de O^{ej} , porque en ambas la generación en todos los nodos es idéntica: $CTS^{\delta i} = CT^{ej} = CT^* + CMg_j^* \cdot \varepsilon + \theta^2(\varepsilon)$ por (A6)

Entonces, por ser $\delta(\varepsilon) > \varepsilon$, se cumple: $CTS^{\delta i} < CT^* + CMg_j^* \cdot \delta + \theta^2(\delta)$ (A7)

Por la definición de la variable dual CMg_i^* , la solución óptima $O^{\delta i}$ de $PP^{\delta i}$ tiene costo:

$$CT^{\delta i} = CT^* + CMg_i^* \cdot \delta + \theta_2^2(\delta) \quad (A8)$$

Por (A7) y (A8): $CT^{\delta_i} - CTS^{\delta_i} > (CMg_i^* - CMg_j^*)\delta + \theta_3^2(\delta)$.

Si se toma δ suficientemente pequeño, sería $CT^{\delta_i} - CTS^{\delta_i} > 0$, es decir la solución factible S^{δ_i} de PP^{δ_i} tendría menor costo que la supuesta óptima O^{δ_i} .

12.2 Anexo II - Simulaciones numéricas en el método de precios de nodo y reparto de rentas de congestión

El propósito de este anexo es describir las simulaciones numéricas para poner a prueba en un caso particular las siguientes afirmaciones:

- Dados países de tamaño diferente, si la topología de la red, las capacidades de interconexión y los niveles de las curvas de costos marginales son elegidas al azar, los beneficios por unidad de energía comerciada crecen cuanto menor es el sistema.
- En igual situación y con reparto de rentas de congestión por mitades, un aumento de la capacidad de interconexión tiende a aumentar la ventaja de los países menores.

Se consideraron cuatro países, de demandas 1, 5, 10 y 30 GW. Se generaron 1000 configuraciones de red que uniesen los cuatro nodos. Para esto se sorteó la existencia de cada una de las seis líneas posibles, con probabilidad 0.3. Se rechazaron las configuraciones sin conexión de los cuatro nodos. La capacidad de la línea $\{i,j\}$ se tomó igual a $f_d \times \text{Min}(D_i, D_j)$ en ambos sentidos. Para f_d se tomaron tres casos: 0.25, 0.5, 1.

La función de costo marginal del país i sin comercio $CMg_i(g_i)$ se definió por:

$$CMg_i = c \left(\frac{g_i}{D_i} \right) \times \mu_i = \left[0.100 \left(\frac{g_i}{D_i} \right) + 0.050 \left(\frac{g_i}{D_i} \right)^2 \right] \times \mu_i$$

donde μ_i se sortea para cada país con una distribución uniforme [0,2]

g_i y D_i están expresados en GW, y CMg en USD/kWh.

La variable aleatoria μ_i puede interpretarse como un shock aleatorio debido a la disponibilidad de fuentes primarias de generación; $c \left(\frac{g_i}{D_i} \right)$ determina la forma de la curva,

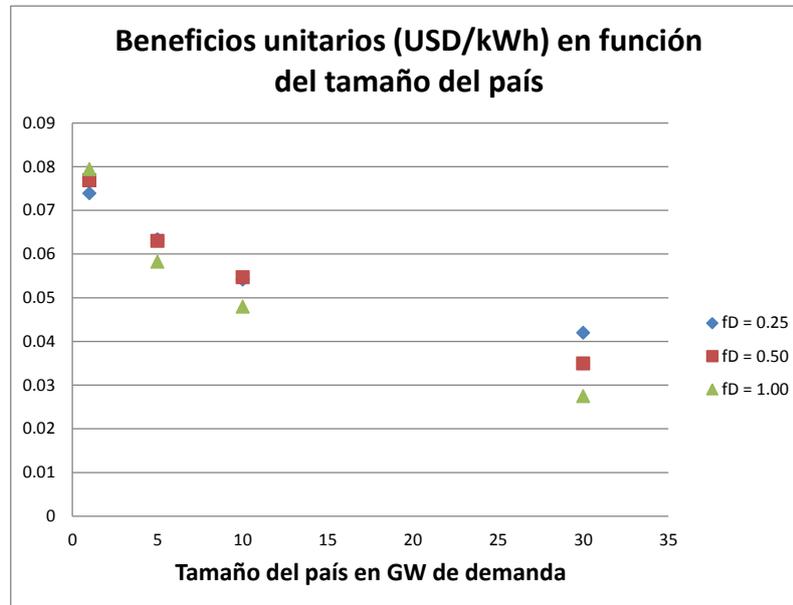
antes del factor aleatorio. Los costos marginales antes de ser afectados por μ_i , dependen de $\frac{g_i}{D_i}$. Es razonable interpretar esa propiedad en el sentido de que los países difieren sólo en la

escala y que las proporciones de los distintos tipos de centrales de generación son las mismas en todos los países.

Los resultados se presentan en el gráfico siguiente, que muestra los beneficios unitarios por unidad de potencia de comercio neto, expresados en USD/kWh. Se entiende por comercio

neto del país i a: $CN_i = \left| \sum_{j \in A_i^-} t_{j,i} - \sum_{k \in A_i^+} t_{i,k} \right|$, es decir al valor absoluto de la diferencia

entre la suma de flujos entrantes y salientes del nodo i .



Se observan los dos fenómenos puestos a prueba mediante la simulación: que los beneficios son decrecientes al aumentar el tamaño del país, y que cuanto mayor la capacidad media de las interconexiones (medida por f_D), ese efecto es más importante.