

# PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE CARGOS COMPLEMENTARIOS PARA LOS CONTRATOS BILATERALES DE ELECTRICIDAD ENTRE COLOMBIA Y ECUADOR

Verónica Flores  
Dirección de Planeamiento

## RESUMEN

Las transferencias de energía eléctrica entre países y la creación de mercados únicos de electricidad por regiones buscan disminuir los precios, mejorar la calidad y aumentar la confiabilidad de los sistemas.

Los contratos bilaterales de compra y venta de energía son las herramientas financieras que permiten la realización de transacciones entre agentes pertenecientes a los sistemas involucrados. Este tipo de contratos normalmente no contemplan costos por uso de la red de transmisión ni costos por servicios complementarios, siendo responsabilidad de cada agente cubrir estos costos conforme señale la normativa correspondiente del país al que pertenecen.

El objetivo de este trabajo es proponer un modelo que considera los cargos adicionales que deben ser apreciados para la realización de contratos. Se hace referencia a la forma de manejar las rentas de congestión y al tratamiento de los cargos por capacidad en sistemas donde se han suscrito contratos bilaterales de energía.

**PALABRAS CLAVE:** Contratos, Agentes, Mercado.

## 1. INTRODUCCIÓN

La tendencia en los últimos años del sector económico a nivel mundial, es la integración de los mercados. El mercado de electricidad sigue esta misma tendencia, dando lugar a las transferencias de energía eléctrica entre países, en miras de formar mercados únicos de electricidad por regiones. Como ejemplos de esta tendencia se pueden citar los siguientes casos: Mercado Ibérico de Electricidad que involucra a España y Portugal, países que se encuentran en proceso de negociaciones y creación de acuerdos operativos con la finalidad de iniciar una operación unificada de los dos Sistemas. Puede también citarse el caso de América Central donde seis países, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, han formado el Mercado Eléctrico Regional (MER) con regulación regional. En este mercado, los agentes calificados tienen la libertad de participar en las transacciones internacionales de energía eléctrica.

Entre Colombia y Ecuador se realizan transferencias de energía eléctrica en el mercado ocasional a partir del 1 de marzo de 2003, fecha en la que se dio inicio a la operación interconecta de estos sistemas eléctricos.

Debido a que la energía eléctrica puede ser negociada

en el mercado spot o a través de contratos y, con el propósito de minimizar los riesgos económicos producidos por la volatilidad de precios en los mercados eléctricos, gran parte de los participantes optan por la segunda opción.

En este trabajo se analiza la forma de remunerar los costos por servicios complementarios que los agentes del mercado deben cubrir cuando han suscrito contratos de compra venta de energía eléctrica.

En la parte 2 se hace una breve descripción del funcionamiento actual de las transacciones internacionales entre Colombia y Ecuador, señalando los componentes del precio de oferta de cada uno de los países. En la parte 3 se explican brevemente algunos tipos de contrato para la compra venta de energía. En la parte 4, se presenta una propuesta de asignación de los cargos adicionales en la compra venta de energía eléctrica y finalmente en la parte 5 se desarrolla un ejemplo con la propuesta presentada.

## 2. TRANSACCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE COLOMBIA Y ECUADOR

El 19 de diciembre de 2002, los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones con excepción de Bolivia, suscriben la Decisión 536 de 2002, (Decisión CAN), bajo la consideración de que la interconexión de los sistemas eléctricos les brindará beneficios sociales, económicos y ambientales, como también les permitirá optimizar los recursos energéticos y operar sus sistemas en condiciones de seguridad y confiabilidad. En esta decisión se prevé la necesidad de un marco jurídico comunitario para la armonización de los aspectos legales y marcos regulatorios de los Países miembros de tal forma de facilitar las actividades de transferencia de energía entre países.

El 1 de marzo de 2003, inicia la operación de la interconexión de los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador a través de un enlace de 230 kV, cumpliendo con los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad, conforme a los acuerdos operativos entre países. La potencia máxima transferida de Colombia a Ecuador por este enlace es de 250 MW en demanda mínima y media y 220 MW en demanda máxima y de Ecuador a Colombia es de 180 MW en demanda mínima y media y de 160 MW en demanda máxima.

Las condiciones operativas y comerciales para los intercambios de energía eléctrica se realizan conforme a lo señalado en las regulaciones emitidas por los

organismos reguladores (Creg004/2003 y regulación CONELEC 002/04) y los acuerdos comerciales y operativos suscritos por los Administradores del Mercado Eléctrico de estos países.

El Reglamento de Transacciones Internacionales de Electricidad, Regulación CONELEC 002-04 y Resolución Creg 004/2003, permite la realización de contratos bilaterales de compraventa de energía, suscritos por agentes de diferentes países. Sin embargo, se han determinado plazos durante los cuales la energía se negocia únicamente en el mercado ocasional. Asimismo, en el Reglamento se pone de manifiesto que estos contratos no serán tomados en cuenta por los operadores de los sistemas para decidir el despacho económico coordinado, es decir, las ofertas de cada uno de los países no considera este acuerdo.

En el mercado eléctrico ecuatoriano, están habilitados a suscribir contratos de exportación de energía eléctrica los generadores, mientras que para la suscripción de contratos de importación están habilitados los distribuidores y grandes consumidores del MEM. En el Mercado Eléctrico colombiano, están habilitados a suscribir contratos de importación y exportación de energía eléctrica los comercializadores.

Hasta el momento no se han definido explícitamente las características de los contratos bilaterales entre agentes participantes en diferentes mercados eléctricos.

### **2.1. Precios Ofertados al Mercado Eléctrico Colombiano**

Para la formación de la curva de oferta, conforme a lo indicado en la Regulación 002/004, se consideran todos los cargos asociados con la entrega de la electricidad en el nodo frontera y tomará en cuenta los siguientes componentes:

- a. Costo marginal de mercado, reflejado en el nodo frontera, en el que se considera la cantidad de energía a ser exportada, entendiéndose por nodo frontera a la barra o nodo del sistema de transmisión al que se conecta un enlace internacional, donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones internacionales de electricidad.
- b. Costo equivalente de la Potencia remunerable puesta a disposición, es decir un cargo por capacidad.
- c. Costo de generación obligada y forzada por requerimientos de demanda, calidad del servicio y seguridad del sistema.
- d. Costo de generación obligada y forzada asociada a la exportación a través del enlace internacional.
- e. Costo de reserva adicional de potencia.
- f. Costo de reserva para regulación secundaria de frecuencia.
- g. Costo de arranque - parada de unidades turbo - vapor.
- h. Costo de transmisión (costo fijo).
- i. Costo de la remuneración variable de transmisión (RVT), correspondiente al tramo ecuatoriano del enlace internacional.

- j. Costo de los servicios que presta el CENACE, asociados con la demanda.
- k. Impuestos y tasas aplicables a la transacción.

El pago de las transferencias internacionales de electricidad son garantizadas financieramente. La garantía se realiza a través de un depósito en un banco internacional; el dinero es recaudado de forma proporcional de los agentes distribuidores del mercado eléctrico ecuatoriano. De este valor recaudado es beneficiario el país exportador, en función de las transacciones reales. El precio estimado para esta garantía se obtiene de las liquidaciones mensuales.

### **2.2. Precios Ofertados al Mercado Eléctrico Ecuatoriano**

El precio de oferta de energía eléctrica del mercado eléctrico colombiano al mercado eléctrico ecuatoriano de acuerdo a lo señalado en la Resolución Creg004/2003, está formado por:

- a) Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación: Precio estimado al cual se ofrece energía a través de un Enlace Internacional, determinado por el Centro Nacional de Despacho -CND, el cual incluye los costos reconocidos regulatoriamente asociados con la entrega de dicha energía en el Nodo Frontera.
- b) Costo Medio Restricciones internas: Costo de la energía generada por restricciones del Sistema Interconectado Nacional, sin considerar las exportaciones a través de los enlaces internacionales, para cada período horario.
- c) Costo Restricciones del Enlace con exportación: Costo de la energía generada por restricciones del SIN, asociada con la exportación a través del Enlace Internacional.
- d) Cargos Uso Sistema de Transmisión Nacional: Costo del kWh estimado de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.
- e) Cargos Uso Sistema de Transmisión Regional: Costo del kWh estimado de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional
- f) Cargos Conexión de la red de transporte colombiano: Cargo de conexión establecido por la CREG, para el Enlace Internacional, en el caso en que éste no sea remunerado por cargos por uso
- g) Cargos Centro Nacional de Despacho: cargo por los servicios del CND asociados con la cantidad de energía exportada.

### **3. CONTRATOS BILATERALES DE ENERGÍA**

Los contratos bilaterales son instrumentos financieros, que ante la alta volatilidad de los precios de la energía, en los mercados eléctricos de la mayoría de

países con generación hidrotérmica, ha inducido a los productores de energía eléctrica, a las empresas de distribución y a los comercializadores de energía eléctrica a firmar contratos bilaterales horarios a mediano y largo plazo.

Mediante los contratos bilaterales de compra venta de energía eléctrica, en un mercado con precios volátiles, las empresas de generación se protegen de los bajos precios y las empresas de distribución y grandes consumidores se protegen de los altos precios, aumentando con los contratos bilaterales la certeza en el precio de la compra y venta de energía eléctrica.

En el sistema eléctrico ecuatoriano, aproximadamente el 60% de la potencia instalada corresponde a centrales de generación hidroeléctrica, y de estas, 62% con un embalse de regulación semanal, dos embalses de regulación estacional que corresponde al 16 % de la capacidad total y las restantes son de pasada. Considerando que la hidrología es altamente variable, el precio de la energía eléctrica en el mercado spot en el corto plazo es altamente volátil, sin embargo las estimaciones de la hidrología a largo plazo tiene menos porcentaje de error, por lo tanto el precio estimado de la energía eléctrica a largo plazo es menos volátil.

### **3.1. Tipos de Contratos**

Existen diferentes opciones de contratación, de las cuales se exponen algunas a continuación, señalando el efecto de cada una de ellas en las transacciones internacionales de electricidad entre Colombia y Ecuador.

#### **3.1.1. Pague lo Contratado**

Bajo esta modalidad de contratación, la cantidad de energía pactada es inamovible tanto para el comprador como para el vendedor. El cumplimiento del contrato por parte del vendedor no está condicionado al precio del mercado, restricciones del sistema de transmisión, congestión del enlace internacional, indisponibilidad no programada de la planta, ni el no ser despachado por alguna de las condiciones anteriores. Considerando la alta volatilidad del precio en el mercado eléctrico ecuatoriano, el precio al que debe comprar la energía eléctrica para cumplir con el contrato puede ser muy alto y por lo tanto volverse poco atractivo la firma de un contrato bilateral.

#### **3.1.2. Pague lo Demandado**

Con este tipo de contrato el agente comprador únicamente paga por el consumo de energía eléctrica efectivamente realizado al precio contratado, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada, es decir, tiene un tope máximo de consumo de energía eléctrica. Si el consumo es superior, la diferencia se liquida en el mercado spot.

Al igual que la modalidad de acuerdo pague lo contratado, en este tipo de contrato no se condiciona a restricciones de los sistemas de transmisión,

indisponibilidad no programada de la planta, congestión del enlace internacional y, por lo tanto, con las mismas consecuencias.

#### **3.1.3. Pague lo contratado condicional**

A diferencia de los dos tipos de contratos anteriores, el contrato pague lo contratado condicional, se somete a condicionantes para que se active, así por ejemplo, que sea despachado en base al precio (orden de mérito), que considere las restricciones de la red de transmisión, etc.

## **4. CARGOS ADICIONALES EN LA TRANSFERENCIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE COLOMBIA Y ECUADOR**

Para el análisis realizado a continuación se considera al sistema eléctrico ecuatoriano como comprador, sin embargo, los resultados podrán ser generalizados.

### **4.1. Cargos por Uso de la Red de Transmisión**

El cargo de conexión que los agentes del mercado eléctrico de Colombia y de Ecuador pagan, corresponden a los costos por el uso de los equipos que utilizan para conectarse al sistema, y un cargo por uso de la red de transmisión.

El cargo por uso de la red de transmisión, en la transacción internacional de electricidad de Colombia a Ecuador actualmente se produce el cargo pancaking. Este cargo encarece el precio de oferta de la energía eléctrica, siendo necesario corregirlo para las transacciones internacionales de electricidad entre Colombia y Ecuador. Los costos por el uso de las redes de transmisión de los sistemas eléctricos colombiano y ecuatoriano son asignados en forma aditiva a la transacción de energía eléctrica entre estos dos países.

El efecto pancaking se origina al transmitir energía eléctrica entre diferentes zonas. Para entender se explica a través del siguiente ejemplo: sea el costo medio de transmisión del área A 1 centavo por 1 kWh, y el costo medio de transmisión en el área B es de 2 centavos por 1kWh., el usuario que usa las redes de los sistemas A y B pagará por uso de las redes 3 centavos por kWh. A este resultado se le denomina cargos pancaking.

Los precios por uso de la red de transmisión de los sistemas eléctricos ecuatoriano y colombiano están orientados a costos, es decir, precios orientados a recuperar los costos fijos, “los costes completamente distribuidos” (Fully distributed cost) siendo una forma eficiente de recuperar los costos de inversión.

En base a lo expuesto, se propone, que el cargo por el uso de la red de transmisión se calcule anualmente considerando los costos de inversión, depreciación, gastos de operación, mantenimiento y rentabilidad de la red de transmisión, la demanda local y la cantidad

de energía probable a ser exportada. Con estos datos se determinará los costos unitarios de transmisión.

Sea:

$$Q = q_1 + q_2$$
$$C = \frac{F}{Q}$$

q1: demanda total del sistema eléctrico ecuatoriano

q2: demanda del sistema eléctrico colombiano a ser abastecida por el sistema eléctrico ecuatoriano

F: costos de inversión, depreciación, gastos de operación, mantenimiento y rentabilidad de la red de transmisión.

C: costo unitario por el uso de la red de transmisión

Este costo unitario será remunerado por los consumidores del mercado en forma proporcional a su demanda.

Por otro lado, el uso de la red de transmisión tiene un componente variable, que se calcula en función del costo marginal de mercado reflejado en el nodo frontera.

#### **4.2. Cargos Complementarios**

La operación de un sistema eléctrico debe cumplir con parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad, para lo cual se acude a los servicios complementarios.

##### **4.2.1. Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia**

La energía eléctrica asignada para reserva primaria de frecuencia no es remunerada económicamente en el mercado eléctrico colombiano, ni en el mercado eléctrico ecuatoriano, pero si se condiciona la forma de operar a las plantas de generación.

Las condiciones técnicas de operación a las cuales debe someterse el generador que participa en un contrato bilateral, deben ser las condiciones técnicas del sistema eléctrico al que pertenecen, pues, la reserva para la regulación primaria de frecuencia determinada por el operador del sistema se calcula de tal forma que la frecuencia no varíe más allá de la banda establecida en el sistema eléctrico correspondiente frente a desvíos instantáneos de demanda y que además depende del estatismo de las plantas de generación despachadas.

##### **4.2.2. Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia**

Para la regulación secundaria de frecuencia de un sistema interconectado en corriente alterna, es necesario contar con un Control Automático de Generación, de tal forma de controlar las variaciones de frecuencia después que la regulación primaria de

frecuencia ha actuado y controlar las desviaciones de potencia de las programadas hora a hora a través del enlace internacional.

El valor de potencia calculado para reserva secundaria de frecuencia, al igual que la reserva para regulación primaria de frecuencia depende de las características del sistema eléctrico, es decir, de las características de las plantas de generación, de las características de la demanda, la topología de la red, etc. Adicionalmente para este cálculo se considera las transferencias horarias de potencia (importación y exportación).

Los costos de la reserva para regulación primaria de frecuencia deben ser remunerados por todos los agentes consumidores que retiran energía eléctrica del sistema eléctrico ecuatoriano en forma proporcional a su demanda.

#### **4.3. Cargo por Potencia**

La demanda de energía eléctrica varía en el tiempo, por lo tanto la capacidad de generación debe ajustarse a estos cambios, debido a que la energía eléctrica no es un bien almacenable. La capacidad de potencia instalada del sistema eléctrico debe ser dimensionada de tal forma que abastezca en los períodos de máxima demanda y la reserva necesaria para cumplir con los requerimientos técnicos del sistema eléctrico.

En el mercado eléctrico ecuatoriano, para definir la reserva de potencia se considera la demanda máxima del período noviembre – febrero y el despacho programado para este mismo período con un escenario hidrológico correspondiente a un año seco. Las plantas de generación asignadas para la reserva de potencia, son aquellas que participan en el despacho programado en el período de análisis respetando el orden de mérito de acuerdo a sus costos variables de producción, hasta cubrir el valor de la demanda máxima del período de la simulación.

Para el caso en el que existen contratos bilaterales entre agentes externos, (considerando que un generador del sistema eléctrico colombiano vende energía eléctrica a una empresa de distribución del sistema eléctrico ecuatoriano), se debería considerar además de las plantas de generación hidroeléctrica y las plantas de generación térmicas del sistema, a los generadores del sistema eléctrico colombiano que han comprometido su energía con un agente distribuidor o gran consumidor del sistema eléctrico ecuatoriano y considerando los períodos de mantenimiento y los costos variables de producción como manda la normativa correspondiente.

Asimismo en el caso de que un generador del sistema eléctrico ecuatoriano comprometa su producción con un comercializador del sistema eléctrico colombiano, este no deberá ser considerado para el cálculo de reserva de potencia del sistema eléctrico ecuatoriano, aunque sus costos variables le incluyan dentro de la lista de mérito.

El valor calculado con el que se remunera por la capacidad instalada en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano, debe ser aplicado por igual a todas las plantas de generación del sistema eléctrico del país y a los generadores del otro sistema eléctrico que participan con contratos bilaterales en el mercado local asignados para la reserva de potencia.

#### **4.4. Rentas de Congestión**

Los elementos de la red de transmisión (líneas de transmisión, transformadores, etc.) tienen una capacidad máxima de transferencia de potencia. Si los flujos por una o más líneas u otro elemento, alcanzan su valor máximo en la operación, la entrega de potencia a los usuarios se restringe y, por lo tanto, para abastecer los requerimientos de estos usuarios, es necesaria la operación de plantas de generación más caras.

Para explicar de otra manera, considérese el área A, exportadora de energía eléctrica con disponibilidad de generación eléctrica económica, y el área B importadora de energía eléctrica procedente del área A. Debido a la restricción en la red de transmisión que enlaza a estas dos áreas, el área A no puede incrementar su capacidad y en el área importadora las plantas de generación deben incrementar su producción a pesar de ser más caras. Como consecuencia económica de la restricción en la red de transmisión, se produce una diferencia de precios en el mercado spot entre el área exportadora y el área importadora. Esta diferencia de precios de la energía eléctrica entre el área importadora y exportadora se denomina renta de congestión.

En un mercado de contratos acordados entre agentes de diferentes mercados eléctricos, uno de los mayores problemas es la asignación de estas rentas de congestión.

En el mediano plazo, lo más probable es que los contratos se suscriban entre los generadores del Mercado Eléctrico Colombiano y los distribuidores y/o grandes consumidores del Mercado Eléctrico Ecuatoriano, y de acuerdo con la regulación Creg004-2003, señala que las rentas de congestión no deben ser asignadas a los propietarios de los enlaces internacionales y tampoco deben constituirse en fuente de remuneración para la generación.

Haciendo un análisis sin considerar lo indicado en la regulación, se plantean diferentes casos:

- a) Que las rentas de congestión vayan en beneficio de los agentes generadores del Mercado Eléctrico Colombiano.

Los principales problemas bajo esta modalidad son:

- Si la cantidad de potencia contratada supera la capacidad de la red de transmisión (especialmente la capacidad máxima de transferencia por el enlace

internacional), la pregunta es: ¿quiénes tendrían preferencia para efectivizar la transferencia?

- Siendo los beneficiarios de las rentas de congestión únicamente para los generadores contratantes, daría lugar a la pérdida de bienestar del resto de agentes.
- Que las rentas de congestión sean distribuidas en el Mercado Eléctrico Colombiano, conforme a los criterios usados actualmente, siendo responsabilidad del administrador del mercado la distribución de estos rubros, para ello se tiene las siguientes opciones:
- Que las rentas de congestión se asignen a través de una subasta para acceder al uso de la red. El principal problema de esta propuesta es determinar el precio base, cuyo valor deberá ser calculado de acuerdo a los precios de energía esperados en los mercados ecuatoriano y colombiano.
- Que los agentes de un mercado eléctrico que han suscrito contratos de compraventa de energía eléctrica con agentes de otro mercado eléctrico, para hacer uso de la red de transmisión, puedan comprar los derechos de uso del enlace. De darse el caso de no ser usados por los arrendatarios, estos derechos pueden ser vendidos en forma horaria a otros agentes. Estos derechos pueden ser adquiridos en un mercado de contratos (generadores – transmisor), o a través de una subasta.

Por otro lado al igual que la subasta esta propuesta se enfrenta al mismo problema, que es la fijación del precio al que se adquirirían esos derechos.

#### **5. EJEMPLO DE LA ASIGNACIÓN DE CARGOS ADICIONALES CON CONTRATOS BILATERALES DE COMPRA – VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Para explicar el modelo planteado, se desarrolla a continuación un ejemplo considerando los resultados de la programación a mediano plazo realizado por el Administrador Técnico y Comercial del Mercado Eléctrico Ecuatoriano, para el período de octubre de 2003 a septiembre de 2004 y el precio estimado para el Mercado Eléctrico Colombiano para el mismo período.

Precio esperado en el mercado eléctrico ecuatoriano: 53 \$/MWh.

Precio esperado en el mercado eléctrico colombiano: 35 \$/MWh.

La suscripción de contratos de compra venta de energía eléctrica tienen por objetivo que las empresas de generación se protejan de los bajos precios y las empresas de distribución y/o grandes consumidores



se protejan de los altos precios, y en base a ello se esperaría que la energía eléctrica se negocie al precio esperado en el mercado donde está ubicado el agente comprador, es decir a 53 \$/MWh.

Por lo tanto las rentas de congestión estimadas son de 18 \$/MWh, que corresponde al precio que los agentes deberían estar dispuestos a pagar.

Tomando en cuenta las unidades de generación que han sido asignadas para cubrir la demanda máxima del sistema eléctrico ecuatoriano y respetando el orden de mérito de acuerdo a sus costos variables, si el precio de la energía contratada por una empresa de distribución y/o gran consumidor con un generador del sistema eléctrico colombiano es de 53 \$/MWh, este generador está dentro de la lista de mérito y por lo tanto debe ser asignado para cubrir la demanda máxima del sistema eléctrico ecuatoriano y será remunerado con el valor calculado para ese período. En lo que tiene que ver con los consumidores, estos cubrirán los costos por capacidad de acuerdo a sus requerimientos en demanda máxima en el mercado al que pertenecen.

Los costos por reservas de potencia para regulación secundaria de potencia serán cubiertos en forma proporcional a la demanda horaria del consumidor y el valor calculado para ese período.

Los costos de generación por restricciones del sistema eléctrico ecuatoriano, serán cubiertos por todos los consumidores en forma proporcional a la energía consumida.

Los cargos por conexión a la red de transmisión deberán ser cubiertos por cada agente (comprador y vendedor) en el sistema eléctrico al que pertenecen y de acuerdo a la normativa correspondiente.

Los cargos por uso de la red de transmisión por la energía contratada, deberán ser asignados de la siguiente manera:

$$CF_{usored\_paisexportador} = \left[ \frac{Costostotales}{Demanda\ local + demandaexportación} \right] \quad (\$/MWh)$$

$$CF_{usored\_paisimportador} = \left[ \frac{Costostotales}{Demandalocal} - RVT \right]$$

Donde:

CF\_usored\_paisexportador: Costos fijos por uso de la red de transmisión en el país exportador por la energía contratada.

CF\_usored\_paisimportador: Costos fijos por uso de la red de transmisión en el país importador por la energía contratada.

Por lo tanto el Agente comprador pagará por uso de la red:

$$Costo\_usored\_comprador =$$

$$\left[ CF_{usored\_paisexportador} * energía\_importada + \right. \\ \left. CF_{usored\_paisimportador} * energía\_importada \right]$$

Mientras que la remuneración variable de transmisión RVT por la energía contratada se deberá calcular con el factor de pérdidas marginal en el punto de entrega del comprador en el sistema eléctrico ecuatoriano:

$$RVT_{energía\ contratada} =$$

$$Penergía\ contratada * factor\ pérdidas - Penergía\ contratada$$

Donde:

Costo\_usored\_comprador: Costo total por uso de las redes de transmisión de los dos sistemas eléctricos cubierto por el comprador.

RVT\_energíacontratada: Costo variable por uso de la red de transmisión en el sistema eléctrico ecuatoriano.

Penergíacontratada: Precio de la energía contratada  
Factorpérdidas: 1 - factor de pérdidas marginal

Los costos por reservas para regulación secundaria de frecuencia deben ser cubiertos en función de la demanda del comprador en el sistema eléctrico al que pertenece.

Está sería una forma aproximada de asignación de cargos.

## 6. CONCLUSIONES

La tendencia mundial en los últimos años, ha sido el desarrollo de actividades orientadas a la creación de mercados eléctricos regionales con la finalidad de optimizar de forma técnica y económica el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales. La creación de un mercado único de electricidad entre Colombia y Ecuador, se encuentra en proceso de desarrollo, buscando la armonización

Los contratos bilaterales entre agentes de dos mercados eléctricos disminuyen el riesgo de la volatilidad de los precios de la energía eléctrica, de ahí la importancia de establecer las reglas necesarias para su implementación para la transferencia de energía eléctrica entre Colombia y Ecuador.

En vista de que la creación de un mercado único de generación tomará algún tiempo, en cuyo caso las reglas de mercado son únicas, en el presente trabajo se presenta una alternativa de los criterios a considerar al suscribir contratos bilaterales entre los agentes del mercado eléctrico ecuatoriano y los agentes del mercado eléctrico colombiano, en lo que se refiere al cargo por potencia o capacidad, cargos por reservas para regulación primaria y secundaria de frecuencia, costos por conexión y uso de las redes de transmisión y una propuesta a la forma de manejo de las rentas de congestión.

En este documento se ha presentado dos propuestas para manejar las rentas de congestión, pareciendo ser la subasta de las rentas de congestión debidamente regulada una opción viable que permita a los agentes suscribir contratos bilaterales de compra venta de energía.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión Nacional de Energía, [www.cne.es](http://www.cne.es)
- [2] Consejo Nacional de Electricidad, [www.conelec.gov.ec](http://www.conelec.gov.ec)
- [3] Comisión Regional de Electricidad y Gas, [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)
- [4] Red Eléctrica de España, [www.ree.es](http://www.ree.es)
- [5] Entidad Reguladora de Servicios Energéticos, [www.erse.pt](http://www.erse.pt)
- [6] OMEL, Mercados de Electricidad, [www.omel.es](http://www.omel.es)
- [7] Operador del mercado centroamericano, [www.omca.net](http://www.omca.net)
- [9] IEEE Sección Ecuador, Conceptos Generales sobre contratos, 2002
- [10] CURA CAPURRO Eliana María, Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica: Evaluación de metodologías de asignación de cargos complementarios, Universidad Pontificia de Chile, 1998
- [11] KATTUMAN P.A., A Tracing Method For Allocating The Cost Of Inter-Area Electricity Transmission, 2003
- [12] Centro para la defensa de Consumidor, Análisis del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central y su Impacto en los usuarios de la Región
- [13] PEDRO A. M-S. DAVID, Contratação E Aversão Ao Risco No Despacho Competitivo Da Geração, octubre 2003
- [14] Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre formas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, Bruselas, diciembre de 1996
- [15] Modelo de organización del Mercado Ibérico de Electricidad, Comisión Nacional de energía, [www.cne.es](http://www.cne.es)
- [16] SALLY HUNT, Making Competition Work in Electricity, John Wiley & Sons, Inc.
- [17] KENNERH TRAIN, Optimal Regulation, Massachusetts Intitute of technology.



**María Verónica Flores Soria.-** Nació en Latacunga, Ecuador, en 1974. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000, y de Master en Economía y Regulación de Servicios Públicos de la Universidad de Barcelona - España, especialidad Energía, en el 2004.

Actualmente se desempeña en el cargo de ingeniera de planeamiento eléctrico en la Dirección de Planeamiento en el Centro Nacional de Control de Energía.