

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**RENTAS DE CONGESTIÓN EN LAS TRANSACCIONES
INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD; ANÁLISIS PARA
TRANSACCIONES ECUADOR – COLOMBIA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

IVONNE SORAYA PÉREZ PAREDES

DIRECTOR: DR. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

Quito, Mayo de 2007

DECLARACIÓN

Yo, Ivonne Soraya Pérez Paredes, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Ivonne Soraya Pérez Paredes

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Ivonne Soraya Pérez Paredes, bajo mi supervisión.

Dr. Ing. Gabriel Benjamín Salazar Yépez
DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

A mis cariñosos padres: Carlos y Guadalupe, los cuales siempre han estado incondicionalmente conmigo y que, con su ejemplo de trabajo, amor y dedicación, me enseñaron a ser quien soy.

A mis buenos hermanos: Karly, Pame y Edwin, que siempre estuvieron junto a mí para darme toda su ayuda en los momentos más difíciles de mi vida.

A mis suegros: Héctor y Carmen que me ayudaron mucho para alcanzar este objetivo fundamental en mi vida.

Y a las tres personas que son el motor de mi existencia..... al gran y único amor de mi vida, mi esposo y amigo, Gabriel, solo puedo decirte gracias por todo este tiempo de amor y lucha constante a mi lado. A mi tierno hijo, Gabrielito y mi dulce Mateito, sin su inocencia, alegría y ternura..... hijos, nunca hubiera podido llegar a lograr este sueño, su presencia en mi vida fue mi mejor regalo porque me enseñaron a tener el valor para ir venciendo los retos que la vida ha colocado en mi camino.

AGRADECIMIENTO

A Dios, porque sin su ayuda y bendición no hubiera podido finalizar esta meta propuesta.

Agradezco al CENACE, a sus Directivos y en especial a su Área de Investigación y Desarrollo por haberme brindado todo su apoyo y ayuda en la realización de este trabajo, al Dr. Gabriel Salazar por su valioso aporte, al Ing. Víctor Hinojosa por su importante colaboración e interés en este trabajo de investigación.

Al Grupo de Trabajo para el Análisis de las TIE, conformado por técnicos de alta valía técnica y personal del CENACE y CONELEC, gracias por aquellas jornadas de intenso trabajo por el bienestar del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Agradezco también a la Escuela Politécnica Nacional por brindarme una excelente formación técnica, la cual me permitirá desarrollarme como profesional. En especial al Ing. Luis Taco, por ser el que, paso a paso, ha seguido mi camino en esta Institución de la cual que me siento muy orgullosa de pertenecer.

..... LA AUTORA

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Interconexión Ecuador – Colombia.....	6
1.2	Normativa Supranacional relacionada.....	10
1.3	Normativa Nacional Relacionada	13
1.4	Bases Jurídicas	14
1.4.1	Acuerdo de Cartagena.....	14
1.4.2	Constitución ecuatoriana y Derecho Comunitario	16
1.4.3	La Decisión 536 al Amparo del Acuerdo de Integración Subregional (Acuerdo De Cartagena).	16
1.4.4	Alcance jurídico-comunitario de la definición “no discriminación”.	18
1.5	Modelo Comercial Utilizado Ecuador- Colombia	20
2	OBJETIVOS.....	23
2.1	Presentación del problema.....	23
2.2	Objetivo General.....	24
2.3	Objetivos Particulares.....	25
2.4	Contenido de la tesis.....	25
2.5	Contribuciones esperadas del trabajo.....	27
3	MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA.....	30
3.1	Comercio Internacional.....	30
3.2	Transacciones internacionales de electricidad (TIE)	35
3.3	Beneficios de las interconexiones.....	39
3.3.1	Determinación de beneficios económicos – propuesta de la autora	43
3.3.2	Determinación de beneficios económicos – propuesta de la UPME.....	48
4	RENTAS DE CONGESTIÓN.....	53
4.1	Capacidad de la Interconexión.....	57
4.1.1	Estudios eléctricos para la determinación de la capacidad de transferencia.....	57
4.1.2	Resultados de los estudios eléctricos.....	60
4.2	Tratamiento de las rentas de congestión en distintos mercados.....	61
4.2.1	Mercado eléctrico regional entre España-Francia	61

4.2.2	Mercado Eléctrico Regional Centroamericano	62
4.2.3	Argentina.....	62
4.2.4	Estados Unidos	63
4.2.5	Países Nórdicos.....	63
4.2.6	Nueva Zelanda.....	63
4.2.7	Australia	64
4.2.8	Irlanda	64
4.3	Teoría Económica del Bienestar	65
4.3.1	Asignación Utilitarista.....	65
4.3.2	Asignación Igualitarista	66
4.3.3	Asignación Rawlsiana.....	66
4.4	Distintas asignaciones para repartición de las rentas de congestión	67
4.5	Estadísticas Ecuador- Colombia.....	68
5	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.....	74
5.1	Información Utilizada	74
5.2	Construcción de las Curva de Oferta de Ecuador y Colombia.....	76
5.3	Horizontes de Cálculo	77
5.4	Determinación de Beneficios de la Interconexión.....	77
5.5	Estimación de Beneficios a Futuro.....	79
5.6	Aplicación de distintos criterios para repartición de las rentas de congestión.....	81
6	ANÁLISIS DE RESULTADOS	83
6.1	Análisis de beneficios pasados	83
6.1.1	Determinación de la capacidad óptima del enlace	85
6.2	Análisis de beneficios futuros.....	86
6.3	Análisis de repartición de las rentas de congestión con varios criterios.....	90
6.4	Análisis cualitativo de resultados	95
6.5	Análisis comparativo de resultados	96
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
8	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	103
ANEXO A	105

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1-1: ETAPAS DE AVANCE HACIA LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA	2
FIGURA 1-2: ASIGNACIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN MARZO DE 2003 – DICIEMBRE DE 2006	4
FIGURA 1-3: MAPA GEOGRÁFICO DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – COLOMBIA 230 kV	9
FIGURA 1-4: SEGUNDO ENLACE A 230 kV ENTRE ECUADOR Y COLOMBIA.....	10
FIGURA 1-5: ESQUEMA DE LA NORMATIVA PARA LAS TIE	12
FIGURA 1-6: ESQUEMA DE ORGANISMOS ANDINOS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO	13
FIGURA 1-7: ESQUEMA DE “GENERADOR FICTICIO”	21
FIGURA 3-1: EQUILIBRIO DEL MERCADO.....	30
FIGURA 3-2: EQUILIBRIO DEL MERCADO EXPORTADOR	32
FIGURA 3-3: ÁREAS PARA EL MERCADO EXPORTADOR	33
FIGURA 3-4: EQUILIBRIO DEL MERCADO IMPORTADOR.....	34
FIGURA 3-5: ÁREAS DE BENEFICIOS PARA EL MERCADO IMPORTADOR	34
FIGURA 3-6: BENEFICIOS DERIVADOS DE UNA TIE	37
FIGURA 3-7: PERJUICIOS DERIVADOS DE UNA TIE.....	38
FIGURA 3-8: BENEFICIOS NETOS DERIVADOS DE UNA TIE.....	38
FIGURA 3-9: POSIBLES CORREDORES ELÉCTRICOS.....	39
FIGURA 3-10: ÁREAS ECONÓMICAS PARA LA DETERMINACIÓN DE BENEFICIOS	44
FIGURA 3-11: BENEFICIOS DERIVADOS DE LA TRANSACCIÓN INTERNACIONAL	45
FIGURA 3-12: PERJUICIOS DERIVADOS DE LA TRANSACCIÓN INTERNACIONAL	46
FIGURA 3-13: BENEFICIOS NETOS DERIVADOS DE LA TRANSACCIÓN INTERNACIONAL	47
FIGURA 3-14: CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA Y EFECTO DE LAS TIE EN EL PAÍS EXPORTADOR	48
FIGURA 3-15: CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA Y EFECTO DE LAS TIE EN EL PAÍS IMPORTADOR.....	51
FIGURA 3-16: CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA Y EFECTO DE LAS TIE EN AMBOS PAÍSES	52
FIGURA 4-1: CONCEPTO DE RENTAS DE CONGESTIÓN.....	56
FIGURA 4-2: TRANSACCIONES DE ENERGÍA ENTRE ECUADOR Y COLOMBIA	69
FIGURA 4-3: PRECIO DE OFERTA Y DE LIQUIDACIÓN DE LAS TIE EN EL MERCADO COLOMBIANO	70
FIGURA 4-4: EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE MERCADO EN EL ECUADOR CON Y SIN LAS TIE	71
FIGURA 4-5: EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA EN COLOMBIA CON Y SIN LAS TIE.....	71
FIGURA 4-6: PRECIOS DE BOLSA COLOMBIANO CON Y SIN LAS TIE – DICIEMBRE DE 2006	72
FIGURA 4-7: COMPOSICIÓN DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO DEL MERCADO ECUATORIANO	73
FIGURA 4-8: PORCENTAJE DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA DEBIDO A LA IMPORTACIÓN	73
FIGURA 5-1: ETAPAS DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS	74
FIGURA 6-1: BENEFICIOS TOTALES PARA ECUADOR Y COLOMBIA DE LA OPERACIÓN PASADA.....	84
FIGURA 6-2: RENTAS DE CONGESTIÓN PARA ECUADOR Y COLOMBIA DE LA OPERACIÓN PASADA.....	85
FIGURA 6-3: EVOLUCIÓN DE COSTOS DE MERCADO ECUATORIANO Y PRECIOS DE BOLSA COLOMBIANO CONSIDERANDO CAPACIDAD ÓPTIMA DEL ENLACE.....	86
FIGURA 6-4: COSTOS MARGINALES DE ECUADOR Y PRECIOS DE BOLSA DE COLOMBIA	87
FIGURA 6-5: INTERCAMBIOS DE ENERGÍA ENTRE ECUADOR Y COLOMBIA	88
FIGURA 6-6: BENEFICIOS TOTALES DE ECUADOR Y COLOMBIA.....	89
FIGURA 6-7: RENTAS DE CONGESTIÓN PARA ECUADOR Y COLOMBIA PARA OPERACIÓN FUTURA.....	90
FIGURA 6-8: REPARTICIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN CON EL CRITERIO UTILITARISTA	91
FIGURA 6-9: BENEFICIOS TOTALES DEBIDO A LA REPARTICIÓN UTILITARISTA DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN.....	92
FIGURA 6-10: REPARTICIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN CON EL CRITERIO IGUALITARISTA.....	93
FIGURA 6-11: BENEFICIOS TOTALES DEBIDO A LA REPARTICIÓN IGUALITARISTA DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN.....	93
FIGURA 6-12: REPARTICIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN CON EL CRITERIO RAWLSIANO	94
FIGURA 6-13: BENEFICIOS TOTALES DEBIDO A LA REPARTICIÓN RAWLSIANA DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN.....	95

LISTA DE TABLAS

TABLA 3-1: BALANCE DE EXCEDENTES PARA EL MERCADO EXPORTADOR	33
TABLA 3-2: BALANCE DE BENEFICIOS PARA EL MERCADO IMPORTADOR	35
TABLA 3-3: RESUMEN DE BENEFICIOS DERIVADOS DE LA TRANSACCIÓN INTERNACIONAL	47
TABLA 4-1: CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DESDE COLOMBIA HACIA ECUADOR.....	60
TABLA 4-2: CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DESDE ECUADOR HACIA COLOMBIA.....	60
TABLA 4-3: TRANSACCIONES ECONÓMICAS, DE ENERGÍA Y RENTAS DE CONGESTIÓN	68
TABLA 5-1: PLAN DE EXPANSIÓN UTILIZADO PARA SIMULACIONES DE LARGO PLAZO	79
TABLA 6-1: BENEFICIOS PARA ECUADOR DE LA OPERACIÓN PASADA	83
TABLA 6-2: BENEFICIOS PARA COLOMBIA DE LA OPERACIÓN PASADA	83
TABLA 6-3: BENEFICIOS TOTALES DE ECUADOR Y COLOMBIA	89
TABLA 6-4: REPARTICIÓN UTILITARISTA DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN	91
TABLA 6-5: REPARTICIÓN IGUALITARISTA DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN	92
TABLA 6-6: REPARTICIÓN RAWLSIANA DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN	94
TABLA 6-7: ASIGNACIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN CON VARIOS CRITERIOS	97
TABLA 6-8: REPARTICIÓN IGUALITARISTA DE RENTAS DE CONGESTIÓN CONSIDERANDO REPARTICIÓN HISTÓRICA	98

RESUMEN

Las Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE – entre Ecuador y Colombia empezaron en marzo de 2003 y han brindado reconocidos beneficios a ambos países. El marco bajo el cual se desarrollan estas transacciones es el Acuerdo de Cartagena y su Decisión 536. Todo el esquema de las TIE apunta a conseguir la integración de los mercados eléctricos de la Región Andina para lograr el uso óptimo de los recursos energéticos de la zona.

Para continuar transitando el camino de la integración energética y cumplir los preceptos del Acuerdo de Cartagena, es necesario superar ciertos temas importantes que actualmente no permiten el desarrollo adecuado de las TIE. Estos temas pueden citarse como: revisar el esquema de pagos de capacidad en las interconexiones, incorporar un método adecuado de asignación de las rentas de congestión entre los mercados y realizar los pasos necesarios para migrar hacia un esquema en el cual puedan existir contratos de largo plazo entre agentes de los mercados de distintos países. En tal sentido, este proyecto de titulación se ha centrado en investigar y realizar análisis respecto del tema de la asignación de las rentas de congestión.

El tema de las rentas de congestión es muy significativo, pues estas rentas han representado alrededor de 257 millones de US\$ en el período marzo de 2003 – diciembre de 2006. De este monto, el 97% de las rentas se asignaron a Colombia y el 3% a Ecuador. Por lo tanto, es notoria la desigualdad en la repartición, colocando a Ecuador en la peor posición y yéndose en contra de lo establecido en el Acuerdo de Cartagena respecto de realizar una distribución equitativa de los beneficios y procurar un desarrollo equilibrado de sus Países Miembros.

La asignación actual de las rentas de congestión se deriva del concepto de “*Generador Ficticio*”, el cual considera a la exportación de energía como un generador en la frontera de ambos países. Este modelo comercial resuelve el tema de no discriminar al generador extranjero y darle igual trato que al productor

local pero discrimina totalmente a la demanda del país importador, pues esta demanda no recibe igual trato que la demanda doméstica del país exportador. En tal sentido se puede distribuir esta renta de varias formas, obedeciendo a diferentes criterios, unos con mayor sustento técnico y económico que otros.

En la experiencia internacional se ha encontrado una variedad de métodos de repartición de las rentas de congestión, lo que es importante de destacar es que en ningún caso esta renta es asignada al país exportador únicamente, como en el caso de Ecuador y Colombia. Existen muchos criterios que parten de teorías económicas del bienestar y otros más, que consideran los porcentajes de inversión de cada país en la interconexión.

Este trabajo realiza planteamientos y simulaciones de asignaciones de las rentas de congestión a través de varios criterios y compara los resultados obtenidos con cada uno de ellos para extraer conclusiones y recomendaciones que puedan sustentar un reclamo de Ecuador en este sentido. El documento aporta con conceptos teóricos, estadísticos, jurídicos y técnicos que respalden un planteamiento adecuado de asignación de las denominadas rentas de congestión.

En el proyecto se presenta un cálculo de los beneficios económicos para Ecuador y Colombia que se han derivado de las TIE, tanto para la operación pasada (marzo de 2003 – diciembre de 2006) como para la proyección de la operación futura (enero 2007 – diciembre de 2016). A través de estos cálculos de beneficios se evidencia de forma más clara la inequidad en la asignación de las rentas de congestión y se fundamenta con mayor solidez la necesidad de un replanteamiento de este tema.

1 INTRODUCCIÓN

La integración energética de los países sudamericanos ha atravesado distintas instancias en el tiempo, con la aplicación de distintos paradigmas y esquemas para el reparto de los indiscutibles beneficios aportados por compartir recursos y con diferente grado de participación de los agentes públicos y privados.

La Comisión para la Integración Energética de la Región en su Proyecto CIER 02-FASE I estableció como factores que promueven las interconexiones eléctricas internacionales en la Región a cuatro elementos considerados como motores reales y un quinto de carácter más potencial. Dichos factores son [1]:

- 1 La construcción de aprovechamientos hidroeléctricos binacionales.
- 2 El abastecimiento de uno de los países por disponibilidad de oferta eléctrica en el otro.
- 3 Interconexiones basadas en la asimetría de disponibilidades de gas entre dos países. (Intercambio eléctrico basado en la disponibilidad de gas natural a bajo costo por el país oferente).
- 4 Interconexiones entre áreas o localidades próximas a zonas de frontera.
- 5 Interconexiones construidas a partir de las ventajas resultantes de la operación conjunta o estrechamente coordinada de Sistemas Nacionales.

Los proyectos asociados a la explotación conjunta de los ríos limítrofes constituyeron la primera forma de integración y, aunque no se aprovechó toda la potencialidad de los beneficios obtenibles por el uso compartido de los recursos, aportó importantes beneficios a los sectores eléctricos de los países involucrados, permitiendo desarrollar proyectos de gran envergadura que suministraron una

alternativa al uso del petróleo, cuyo precio resultaba prohibitivo luego del shock de la década del 70. Adicionalmente, esta etapa dejó los primeros componentes de una infraestructura de transmisión de electricidad, y una importante experiencia de relación entre los operadores nacionales de los sistemas. Los gobiernos centrales fueron los protagonistas de las inversiones y el paradigma de la seguridad de servicio nacional dominó muchas de las decisiones.

Para avanzar hacia una verdadera integración energética regional se han identificado ciertas etapas importantes que se deben cumplir, éstas se pueden listar de la siguiente forma:

- Establecer mercados competitivos a nivel nacional.
- Establecer mercados ampliados competitivos a través de interconexiones.
- Establecer procesos de convergencia regulatoria.
- Establecer Mercados Regionales.
- Integración Supraregional.

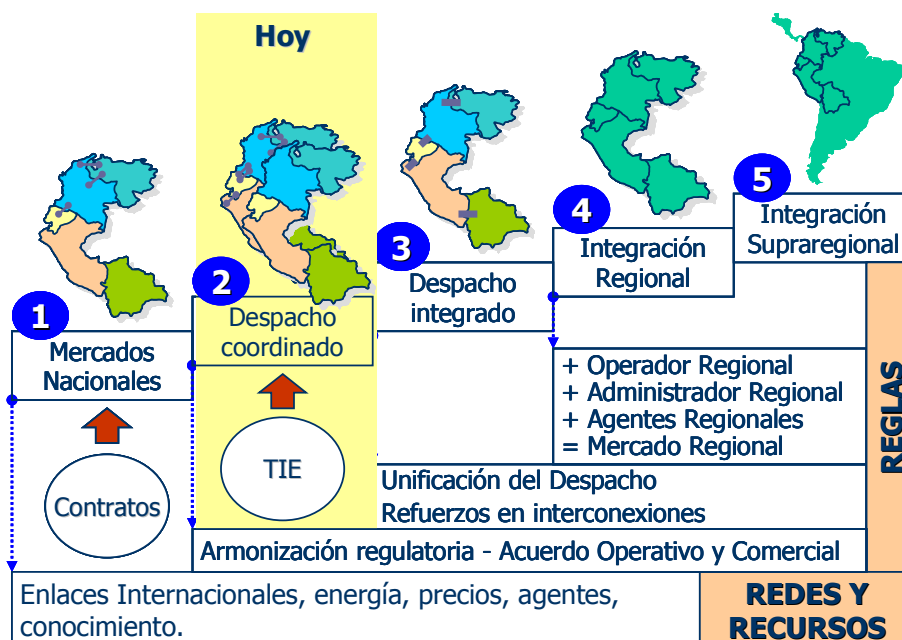


Figura 1-1: Etapas de avance hacia la integración energética

Estas etapas se esquematizan en la Figura 1-1, en la cual se remarca la situación actual de Despachos Coordinados entre Ecuador y Colombia y posiblemente en

un futuro cercano el Despacho Coordinado Tripartito entre Colombia, Ecuador y Perú.

El proceso de integración regional realizado en la Comunidad Andina de Naciones – CAN, fue un proceso muy participativo que tuvo un hito fundamental en la Decisión CAN 536 “*Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad*”, en la cual se enunciaron las bases generales sobre las cuales se establecieron e implementaron los acuerdos de interconexión y el cuerpo reglamentario y regulatorio vigente actualmente en Ecuador, Colombia y Perú [1].

Las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) entre Ecuador y Colombia, que iniciaron en Marzo del 2003, se deben evaluar bajo el marco normativo con el cual se desarrollaron y se debe rescatar el objetivo de la Comisión de la Comunidad Andina de Naciones creada bajo el amparo del Acuerdo de Cartagena y que tiene por objetivo promover el *desarrollo equilibrado y armónico de los Países miembros en condiciones de equidad, mediante la integración y la cooperación económica*. El desarrollo equilibrado y armónico debe conducir a una distribución equitativa de los beneficios derivados de la integración entre los Países miembros de modo de reducir las diferencias existentes entre ellos [2].

El marco regulatorio establecido en la región y los objetivos de búsqueda de equidad y eficiencia asociados, debiesen ser cumplidos en la normativa de orden inferior aprobada.

En el caso de Ecuador en la Regulación CONELEC 002/04 y para Colombia en la Regulación CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), 0004/2003. No obstante las operaciones realizadas hasta la actualidad con Colombia muestran algunos elementos característicos que deben ser analizados para verificar que cumplan con los objetivos antes propuestos.

Las TIE traen, sin lugar a dudas, beneficios para los países involucrados, pero a pesar de eso en los actuales momentos, Ecuador ha planteado a través de varias instancias, la necesidad de revisión de los criterios de repartición de las rentas de congestión entre Ecuador y Colombia. Las transacciones entre ambos mercados se han desarrollado con algunas asimetrías normativas que se encuentran vigentes [16].

Es importante superar temas como: la repartición de las rentas de congestión, el pago de cargos fijos, la solución de controversias, el establecimiento de contratos de largo plazo entre agentes de distintos países, sin embargo, el alcance del presente proyecto logra analizar únicamente el tema de las rentas de congestión por ser el tema fundamental para un desarrollo adecuado de las transacciones hacia una verdadera integración energética.

Este tema es importante de ser revisado, pues debido a la metodología de repartición consensuada bilateralmente, en el ámbito del Grupo Técnico de Organismos Reguladores (GTOR), entre Ecuador y Colombia, las rentas de congestión se han asignado desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006 en un 97,02% (US\$ 245,81 millones) para Colombia y 2,98% (US\$ 7,54 millones) para Ecuador, tal como se muestra en la Figura 1-2.

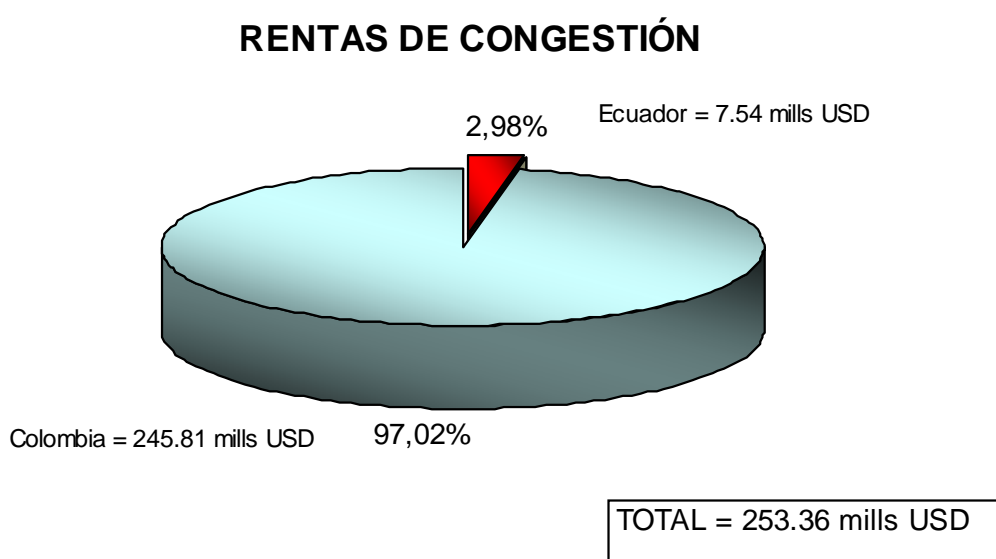


Figura 1-2: Asignación de las rentas de congestión marzo de 2003 – diciembre de 2006

Las Rentas de Congestión son rentas económicas que se derivan de una transacción internacional de electricidad y tienen relación con el volumen de la transacción y la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional de transmisión.

Según la normativa de las TIE acordadas por los Reguladores de Ecuador (CONELEC) y de Colombia (CREG), el mercado importador paga por la energía que compra del exterior, el precio del mercado importador, mientras que en el mercado exportador se reconoce esta energía a los productores al precio del mercado exportador. De esta diferencia en la valoración de la energía de la transacción internacional se deriva la renta de congestión.

Es importante analizar el criterio de “*no discriminación*” que se promulga en las Reglas Fundamentales de la Decisión CAN 536, pues, cuando Colombia exporta a Ecuador y estas transacciones se liquidan al precio de marginación de Ecuador, existiría discriminación a la demanda ecuatoriana al aplicársela una tarifa diferente a la de los consumos internos de Colombia, los cuales son liquidados al precio de bolsa interno de Colombia. En ese sentido es posible una negociación respecto de la repartición de las rentas de congestión o, lo que es lo mismo, de la metodología de sancionar los precios para las TIE ya que éstas se pueden concebir como una renta económica que se origina por la posibilidad de realizar la transacción de energía entre dos mercados (importador y exportador) [16].

En mercados eléctricos interconectados e implementados a través de un despacho coordinado, siempre y cuando exista una capacidad de interconexión limitada, que haga que los precios en los sistemas sean distintos, existirá una renta de congestión. Este concepto no obedece a la realidad de las llamadas “rentas de congestión” entre Ecuador y Colombia, ya que éstas obedecen a la diferencia estructural de los precios de ambos mercados independientemente de que el enlace internacional de transmisión esté saturado o no.

Basándose en criterios que se derivan de la economía del bienestar, es posible analizar diferentes alternativas de repartición de las denominadas rentas de

congestión entre los mercados eléctricos involucrados en la transacción internacional de electricidad.

La economía del bienestar, constituye una herramienta útil para debatir las cuestiones normativas que rodean a la política económica relacionadas con la equidad y la eficiencia. Por medio de lo señalado en esta teoría, es posible realizar eficientes y diferentes asignaciones de los bienes, pero es probable que unas asignaciones sean más justas que otras [2].

Pueden existir otras propuestas de repartición de las rentas de congestión basadas en varios principios de repartición de los beneficios, como por ejemplo repartirlos en función del impacto económico o de la responsabilidad de los mercados respecto de los costos de la interconexión.

Es necesario resaltar algunos datos importantes acerca de las transacciones internacionales de electricidad con Colombia, los datos corresponden al período marzo de 2003 hasta diciembre de 2006:

- Energía importada desde Colombia: 6176,89 GWh
- Energía exportada hacia Colombia: 119,02 GWh
- Valor por importación desde Colombia: 493,52 millones de US\$
- Valor por exportación hacia Colombia: 3,78 millones de US\$
- Rentas de Congestión generadas: 253,36 millones de US\$
- Rentas de Congestión asignadas a Colombia: 245.81 millones de US\$ (97,02%)
- Rentas de Congestión asignadas a Ecuador: 7.54 millones de US\$ (2,98%)

1.1 INTERCONEXIÓN ECUADOR – COLOMBIA

El proceso de análisis para la integración eléctrica entre Colombia y Ecuador fue iniciado en el año 1970 por las áreas de planeación del ICEL y Cedenar en Colombia y Emelnorte en el Ecuador. En 1987, Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)

en Colombia e INECEL en Ecuador realizaron el primer estudio unificado de factibilidad técnica y económica de la integración eléctrica de los dos países. En este estudio se recomendó que la interconexión binacional se llevara a cabo por medio de instalaciones 138/115 kV. En 1996, ISA revisó el estudio de interconexión 138/115 kV donde se concluyó que la interconexión entre Colombia y Ecuador para operación aislada era técnicamente factible y económicamente atractiva y beneficiosa para ambos países.

El proyecto consistió en la construcción de una línea de 15 km a 138 kV entre las subestaciones Panamericana en Colombia y Tulcán en Ecuador, transformación 138/115 kV en Panamericana y compensación capacitiva de 15 MVAr en ambas subestaciones frontera. Este proyecto se culminó en mayo de 1997 con el cual se obtiene una capacidad de intercambio de 35 MW en condiciones normales y de 40 MW en emergencia.

Por la complementariedad hidrológica y apertura de los mercados de energía eléctrica en los países, se planteó que una interconexión de mayor capacidad ofrecería beneficios adicionales. Para cumplir este objetivo, en 1998 se realizó el estudio de interconexión Colombia - Ecuador 230 a kV. En este estudio se analizaron 5 alternativas de conexión, cuatro de ellas a 230 kV y una a 500 kV entre las subestaciones de Jamondino en Colombia y Pomasqui en Ecuador.

Entre las alternativas a 230 kV se analizaron casos de un circuito, doble circuito, seccionamiento en Ibarra (Ecuador) y compensación serie de la línea San Bernardino - Jamondino.

La fase de estudio anterior concluyó que, desde el punto de vista técnico, la mejor alternativa para conectar los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia era mediante un doble circuito a 230 kV entre las subestaciones de Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador). La máxima transferencia por esa interconexión encontrada fue de 150 MW. En una segunda etapa se podría realizar la compensación serie del doble circuito San Bernardino - Jamondino para lograr transferencias hasta de 300 MW en demanda máxima.

Sobre la base de ese estudio, en Octubre de 1999 se llega a un primer acuerdo entre Transelectric S.A. e ISA para impulsar la interconexión a 230 kV. Para ello se presentó el estudio de interconexión a la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME de Colombia en febrero de 2000 para su análisis. La UPME recomendó que dicho estudio debiera actualizarse teniendo en cuenta que la evolución de la demanda en Colombia ha sido inferior a la prevista en el estudio de 1998.

En Noviembre de 2000 se realizaron en la ciudad de Quito talleres con los agentes del mercado de energía eléctrica de los dos países con el fin de promover el proyecto y conocer preliminarmente las necesidades y ofertas de energía de los agentes.

En Febrero de 2001 se hizo una reunión en Medellín, coordinada por ISA, donde participaron agentes del mercado de energía eléctrica de ambos países con el fin de tener un primer acercamiento sobre las posibilidades de compra - venta de energía. También participaron en esta reunión los Ministros de Energía de ambos países.

Como conclusiones importantes se vieron amplias posibilidades especialmente para la venta de energía de Colombia a los distribuidores de Ecuador. Se recomendó entonces actualizar el estudio considerando como base la alternativa doble circuito a 230 kV entre Jamondino y Pomasqui con el objeto de afinar los posibles intercambios y equipamiento necesario para lograrlo y así poder cuantificar con mayor precisión la inversión y restricciones operativas.

Así se llegó a concretar la interconexión eléctrica a 230 kV entre las subestaciones Jamondino en Colombia y Pomasqui en Ecuador, correspondiendo 78 km al tramo colombiano y 135 km al tramo ecuatoriano como se puede apreciar en la Figura 1-3.



Figura 1-3: Mapa geográfico de la interconexión Ecuador – Colombia 230 kV

La operación comercial de este enlace comenzó el 1 de marzo de 2003. En un principio existieron problemas técnicos propios del inicio de una operación interconectada de sistemas pero fueron superados por los organismo técnicos de ambos países (ISA en Colombia) y (CENACE y Transelectric S.A. en Ecuador).

En la actualidad la operación de la interconexión es totalmente adecuada, brindando mejoras en la calidad y confiabilidad del suministro a ambos países.

Está previsto que para fines del año 2007 entre en operación una segunda interconexión a 230 kV con capacidad de 250 MW con un esquema eléctrico simplificado como el de la Figura 1-4.

SEGUNDO ENLACE:

Línea de transmisión: 230 kV,

2 Circuitos

Longitud: 212 km

Capacidad de transporte: 250 MW

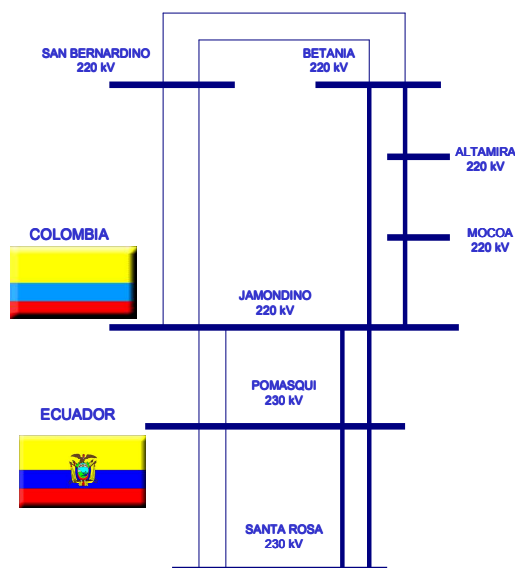


Figura 1-4: Segundo enlace a 230 kV entre Ecuador y Colombia

1.2 NORMATIVA SUPRANACIONAL RELACIONADA

El proceso de integración Eléctrica Ecuador y Colombia tiene como marco de referencia los principios establecidos por la Comunidad Andina de Naciones.

Como antecedentes se puede citar que luego de varias reuniones, el 22 de septiembre de 2001 en Cartagena (Colombia), los Ministros de Energía y Minas de Colombia, Ecuador y Perú, en presencia del Director de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, suscribieron un Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica.

Los Organismos Reguladores de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela realizaron varias reuniones para preparar una propuesta de armonización de los marcos normativos que hiciera posible el intercambio intracomunitario de energía.

El Acuerdo de Cartagena, donde se crea la (Comunidad Andina de Naciones) CAN, y en su Decisión 536, firmada en diciembre 19 de 2002, que tiene por objetivo asegurar condiciones competitivas en el mercado de electricidad que

garanticen la Interconexión internacional y además conducir a una distribución equitativa de los beneficios derivados de la integración entre los Países Miembros, impulsando la armonización de la normativa entre los países.

La Decisión CAN 536 *“Marco general para la interconexión Subregional de sistemas Eléctricos de intercambio intracomunitario de Electricidad”* en el Capítulo I “REGLAS FUNDAMENTALES”, establece que [3]:

- “Los países miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad”.
- “Los países miembros aseguran condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante”.
- “Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios de los mismos”.
- “Los países miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; ni impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad”.
- “De igual manera en el Capítulo IV, Artículo 6 se establece que: “La importación y la exportación de electricidad estarán sujetas a los mismos cargos propios del sector eléctrico, que se aplican a la generación y demandas locales”:

El esquema de la Normativa relacionada con las TIE entre Ecuador y Colombia, se muestra en la Figura 1-5.

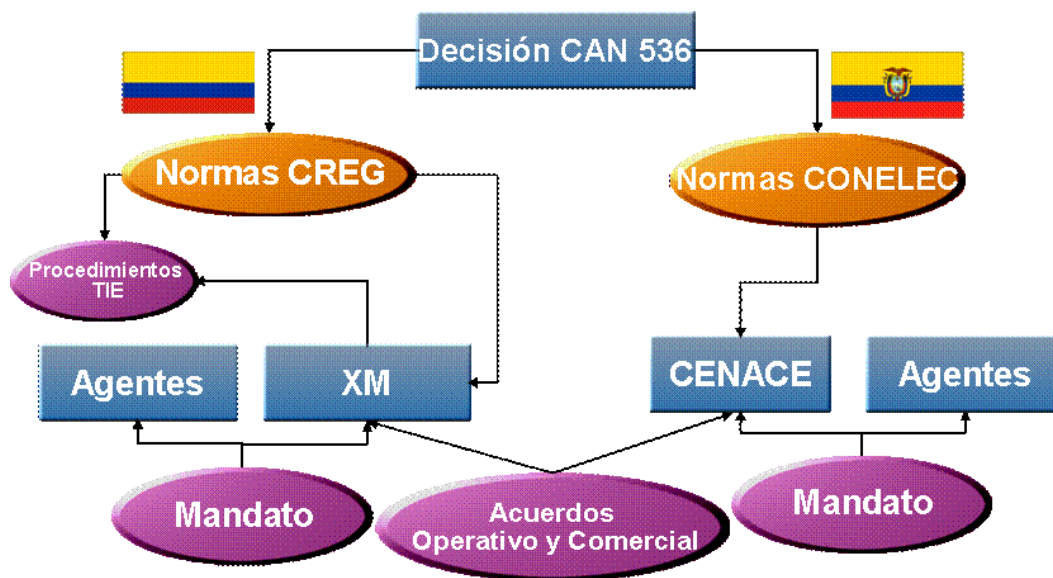


Figura 1-5: Esquema de la Normativa para las TIE

Como uno de los aspectos principales de las reglas de la Decisión CAN 536 constituye el principio de “no discriminación”, en el que se manifiesta en los siguientes puntos fundamentales:

- No discriminación de precios.
- En el tratamiento simétrico para la demanda y oferta de electricidad tanto para los mercados nacionales y externos y,
- En asegurar condiciones competitivas en el mercado, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes.

La Decisión 536 se desarrolló sobre análisis desarrollados por Grupos Comunitarios como: CANREL (Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores), GOPLAN (Grupo de Trabajo de Organismos Planificadores), GTOR (Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores), estructurados bajo el esquema mostrado en la Figura 1-6:

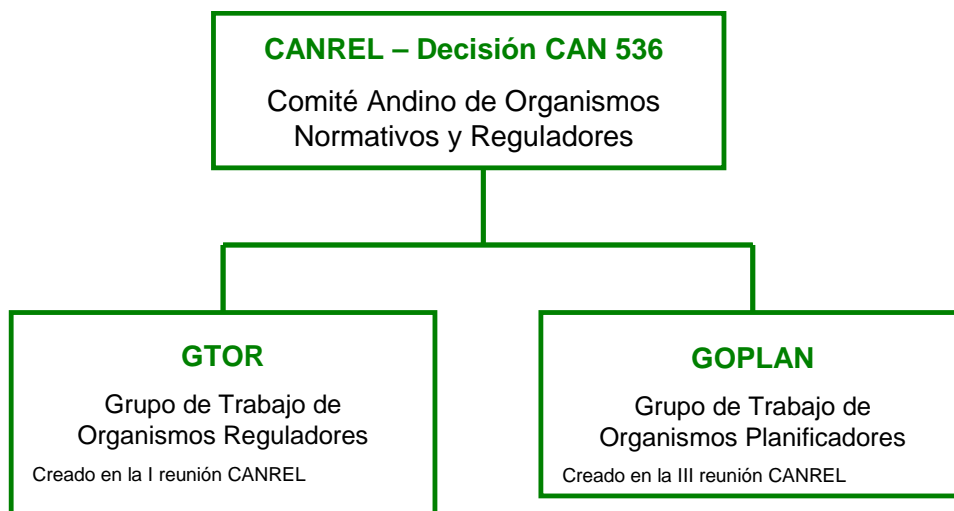


Figura 1-6: Esquema de Organismos Andinos para el Sector Eléctrico

1.3 **NORMATIVA NACIONAL RELACIONADA [6], [7]**

En Ecuador, la Regulación No. CONELEC 002/04 sobre el Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), aprobada de acuerdo a lo establecido en el Decreto Ejecutivo No. 3448 de 12 de diciembre de 2002, y reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 3613 de 14 de enero de 2003, establece que una vez que el mercado ecuatoriano obtiene su precio de corto plazo, procede a liquidar la TIE, con el valor más alto entre su precio del mercado de corto plazo más el VEPUP (este corresponde al valor Energizado del Precio Unitario de Potencia y a la variabilización de los cargos fijos de capacidad en función de la energía) y el precio de oferta final en el nodo frontera.

De manera simétrica en Colombia la Resolución CREG- 0004-2003, artículo 43. “Determinación del Precio Bolsa”, determina la liquidación de la energía importada con el mayor precio entre el precio de bolsa y el precio de oferta en el nodo de exportación – PONE.

En este proceso se determina el precio para las diferentes transacciones que se realizan en la Bolsa de Energía, este precio horario en la Bolsa de Energía es

igual al precio de oferta en Bolsa más alto en la hora respectiva, correspondiente a los recursos de generación requeridos para cubrir la demanda total en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad.

En este proceso las importaciones provenientes de las TIE, serán consideradas como un recurso con precio de oferta igual al Precio de Oferta del país exportador, en su Nodo Frontera para exportación, al cual se le deben adicionar los cargos asignados al transporte del Nodo Frontera hasta el Sistema Nacional de Transmisión, si son del caso, y los cargos propios de los generadores en el mercado Colombiano.

1.4 BASES JURÍDICAS [8]

1.4.1 ACUERDO DE CARTAGENA

El Grupo Andino nace con la suscripción del Acuerdo de Integración Subregional (Acuerdo de Cartagena) el 26 de mayo de 1969. Cuyos integrantes fueron: Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, Venezuela se incorporó el 13 de febrero de 1973 y Chile se separó en 1976.

De su parte, el Ecuador, aprobó el Acuerdo mediante Decreto Ejecutivo No. 1932 de 24 de octubre de 1969, tratado que se publicó en el Registro Oficial No. 345 de 9 de enero de 1970.

Objetivos e Instrumentos Permanentes del Acuerdo

Los artículos 1 y 2 del Acuerdo de Cartagena, resaltan el concepto que el eje fundamental de la Integración Subregional es el intercambio comercial a través de un mercado común Latinoamericano, que permita un desarrollo equilibrado entre sus miembros, bajo *principios de equidad y solidaridad, que conduzca a reducir las diferencias económicas entre los países:*

“Art. 1.- El presente acuerdo tiene por objetivos promover el desarrollo equilibrado y armónico de los Países Miembros en condiciones de equidad,

mediante la integración y la cooperación económica y social; acelerar su crecimiento y la generación de ocupación; facilitar su participación en el proceso de integración regional, con miras a la formación gradual de un mercado común latinoamericano.

Asimismo, son objetivos de este acuerdo propender a disminuir la vulnerabilidad externa y mejorar la posición de los Países Miembros en el contexto económico internacional; fortalecer la solidaridad subregional y reducir las diferencias de desarrollo existentes entre los Países Miembros.

Estos objetivos tienen la finalidad de procurar un mejoramiento persistente en el nivel de vida de los habitantes de la subregión.”

“Art. 2.- El desarrollo equilibrado y armónico debe conducir a una distribución equitativa de los beneficios derivados de la integración entre los Países Miembros de modo de reducir las diferencias existentes entre ellos. Los resultados de dicho proceso deberán evaluarse periódicamente tomando en cuenta, entre otros factores, sus efectos sobre la expansión de las exportaciones globales de cada país, el comportamiento de su balanza comercial con la subregión, la evolución de su producto interno bruto, la generación de nuevos empleos y la formación de capital.”

Para que se pueda cumplir con los artículos antes mencionados, el artículo 3 de la Decisión 563 (Acuerdo de Cartagena), detalla mecanismos para la ejecución de los artículos 1 y 2 y además en sus literales b), g) y j) citan aspectos muy importantes para el análisis del estudio propuesto.

“Art. 3.- Para alcanzar los objetivos del presente acuerdo se emplearán, entre otros, los mecanismos y medidas siguientes:

b) La armonización gradual de políticas económicas y sociales y la aproximación de las legislaciones nacionales en las materias pertinentes;

g) *La canalización de recursos internos y externos a la Subregión para proveer el financiamiento de las inversiones que sean necesarias en el proceso de integración;*

j) *Tratamientos preferenciales a favor de Bolivia y el Ecuador...*”

1.4.2 CONSTITUCIÓN ECUATORIANA Y DERECHO COMUNITARIO

El Acuerdo de Integración Subregional, es un Tratado de Derecho Internacional Público, en el cual confluyen dos calidades: norma de derecho internacional público y derecho comunitario originario o primario. Su origen en la constitución es la que consolida la integración, como se cita en la Constitución Política de la República en su artículo 5 *“El Ecuador podrá formar asociaciones con uno o más estados, para la promoción y defensa de los intereses nacionales y comunitarios.”*

El Estado ecuatoriano acepta y reconoce las disposiciones normativas que rigen las relaciones internacionales entre estados y otros sujetos del derecho internacional, por lo tanto se compromete a cumplir con los compromisos y obligaciones de la integración regional, amparados en la idea de “bien común” en el contexto internacional.

1.4.3 LA DECISIÓN 536 AL AMPARO DEL ACUERDO DE INTEGRACIÓN SUBREGIONAL (ACUERDO DE CARTAGENA).

Decisiones de la Comunidad Andina

El Derecho Comunitario, como un conjunto de normas supranacionales de aplicación preferente y efecto inmediato, tiene como fuentes productoras de dicho derecho a los siguientes instrumentos:

- Acuerdo de Cartagena (Tratado Constitutivo)
- Tratado de Creación del Tribunal de Justicia del Acuerdo de Cartagena (TCTJAC)
- Protocolos e Instrumentos adicionales

- Decisiones de la Comisión
- Resoluciones de la Junta
- Jurisprudencia y Principios Generales del Derecho

Las Decisiones de la Comisión se encuentran reguladas por los artículos 2 y 3 del Tratado de Creación del Tribunal de Justicia del Acuerdo de Cartagena (TCTJAC), su aplicación es directa, tal como se determina a continuación:

“Art. 2.-Las decisiones obligan a los Países Miembros desde la fecha en que sean aprobados por la Comisión...”

“Art. 3.- Las decisiones del Consejo de Ministros de Relaciones Exteriores y de la Comisión serán directamente aplicables en los Países Miembros a partir de la fecha de su publicación en la Gaceta Oficial del Acuerdo, a menos que las mismas señalen una fecha posterior... cuando su texto así lo disponga, las Decisiones requerirán la incorporación al Derecho Interno, mediante acto expreso en el cual se indicará la fecha de su entrada en vigor en cada país Miembro”

De los artículos expuestos se evidencia dos características fundamentales de las decisiones: i) La vinculación con los Estados Miembros; y, ii) La aplicación directa de las Decisiones una vez publicadas en la Gaceta Oficial del Acuerdo.

Conceptos de la Decisión 536

En los considerandos de la Decisión 536, se recogen varios conceptos que están en armonía con los objetivos del Acuerdo de Cartagena, sin embargo tienen particularidades propias del tema específico normado.

Se cita de manera especial la integración física, como uno de los mecanismos previstos en el Tratado Constitutivo, que a través de la interconexión eléctrica puede consolidarse; por ello el deseo de la existencia de un mercado integrado de energía eléctrica entre los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones.

Este marco general de principios sobre los cuales se sustenta la Decisión 536, están presentes en todo los artículos como garantía plena de la participación equitativa de los agentes participantes en transacciones de electricidad, y por su puesto como evidencia clara de los principios que motivan el Acuerdo de Cartagena.

A manera de ejemplo, la Decisión 536 garantiza la participación de los agentes en las transacciones internacionales de electricidad, siempre que se cumpla con los requisitos internos de cada país (artículo 2); garantiza el acceso libre y oportuno a información de los organismos y agentes del mercado para planificar la construcción del enlace (artículo 8), entre otros.

Sin embargo es aquí donde toma real importancia la armonización normativa, ya que solo a través de la configuración de disposiciones legales internas de los países que cumplan con los principios de no discriminación y no restricción, igualdad y garanticen beneficios equitativos a todos los estados miembros, será posible la integración regional.

1.4.4 ALCANCE JURÍDICO-COMUNITARIO DE LA DEFINICIÓN “NO DISCRIMINACIÓN”.

La primera regla que sustenta las transacciones internacionales de electricidad, es la no discriminación de precios entre los países miembros entre los mercados nacionales y externos, en cualquiera de sus formas.

El concepto “no discriminación” no tiene una definición específica en la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones y menos aún en el Acuerdo de Cartagena, sin embargo y para efectos de comprender su alcance, es conveniente remitirnos a otra norma de la Comunidad Andina que precisa su alcance jurídico-comunitario.

Efectivamente, la Decisión 608 de la Comunidad Andina de Naciones, que contiene las “Normas para la protección y promoción de la libre competencia en la Comunidad Andina” de marzo de 2005, norma de la cual son parte Colombia desde la fecha antes indicada y Ecuador desde la publicación de la Decisión 616, define a la “no discriminación” en los siguientes términos:

“Artículo 3.- La aplicación de la presente Decisión, y la legislación interna de competencia de cada uno de los Países Miembros que resulte aplicable conforme a ella, se basarán en los principios de:

a) No discriminación, en el sentido de otorgar un trato igualitario a todas las personas naturales o jurídicas en la aplicación de las normas de libre competencia, sin distinción de ningún género;...”

La Decisión 608 se constituye en un complemento necesario y obligado para comprender el alcance y naturaleza del sistema económico que rige las relaciones de los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones y que se expresa en las Decisiones de la Comunidad.

Para complementar lo expuesto, el propio Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina de Naciones, detalla con absoluta precisión las condiciones en las cuales se debe actuar dentro de la libre competencia, tal como se detalla a continuación:

“La libre competencia es, pues, en los Países Miembros de la Comunidad Andina, un derecho de todos que supone responsabilidades, lo que implica que todas las personas pueden desarrollar cualesquiera tipos de actividades económicas de forma libre y con el derecho de concurrir con los demás, compitiendo en igualdad de condiciones dentro de un mercado que es, igualmente de todos. De ello se sigue que el régimen económico dominante en la Comunidad Andina es el de economía de mercado, por mandato de ley están facultados para impedir que se obstruya o que se restrinja la libertad económica y para evitar o controlar cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante, facultad por lo demás razonable y justificada en cuanto busca garantizar de

manera plena y completa el ejercicio de la actividad económica en condiciones de libertad, sin que pueda ser restringida o anulada mediante los diferentes mecanismos que tienen a ello, como el monopolio o la competencia desleal, a que acuden regularmente los agentes económicos...”

Con esta extensa referencia, es evidente la relación que existe entre la Decisión 536 y la Decisión 608, por ser complementarias dentro del sistema económico adoptado por los países miembros de la Comunidad Andina y que a la luz del Derecho Comunitario, puede aportar con mayores elementos para comprender el alcance de los conceptos.

Por lo expuesto se considera que la no discriminación debe ser entendida como una acción encaminada a garantizar la igualdad de participación de los agentes de un mercado específico (en este caso el eléctrico), sin restricción alguna, ya que caso contrario puede configurarse como una conducta restrictiva de la competencia (artículo 7) o un abuso de posición dominante (artículo 8), prácticas sancionadas por la Decisión 608 y por la normativa Colombiana de Competencia.

Lamentablemente el Ecuador, no cuenta con una normativa general en materia de competencia económica y no se ha podido designar interinamente a la Autoridad Nacional que será la encargada de la ejecución de la Decisión 608, tal como se establece en el artículo 2 de la Decisión 616.

1.5 MODELO COMERCIAL UTILIZADO ECUADOR- COLOMBIA

La exportación de energía de Colombia para Ecuador se representa como una generación ficticia en la frontera con Ecuador, como se muestra en la Figura 1-7. Este concepto hace que se tenga que pagar a la energía importada de Colombia con el mismo precio que se paga a los generadores ecuatorianos. De este mecanismo comercial acordado por los Organismos Reguladores de Ecuador y Colombia en el marco del GTOR, se deriva el que las rentas de congestión vayan hacia el país exportador.



Figura 1-7: Esquema de “Generador Ficticio”

El concepto de **“generador ficticio”**, parecería aplicable a mercados con equilibrio de precios e intercambios ocasionales y en ambos sentidos. No es válido para mercados con diferencias estructurales de precios que ocasionan que los intercambios sean predominantes en un solo sentido como sucede en la realidad entre Ecuador y Colombia [16].

Este concepto es discriminatorio con los generadores ecuatorianos porque se está reconociendo igual remuneración por dos servicios que se brindan con distinta responsabilidad, pues los generadores colombianos tienen responsabilidades de ofrecer firmeza en su mercado y no en el ecuatoriano. Se puede citar que la oferta de energía de Colombia no sólo se ve afectada por falta de capacidad disponible en los períodos de estiaje sino también por problemas en las redes de transmisión del sur del país debido a eventuales ataques terroristas.

Sin embargo, se acordó entre Colombia y Ecuador, que una vez que transcurran 12 meses de funcionamiento de la interconexión, se realizará una revisión del esquema, es decir se analizará la situación actual de los contratos a largo plazo. Colombia hasta la fecha no ha definido el tema de esta situación y sólo ha manifestado “que para poder crear contratos deberán implementarse los

“Derechos Financieros de Transmisión” con subastas de las rentas de congestión y por lo tanto dará lo mismo tener contratos de largo plazo que seguir dentro de las transacciones de corto plazo.

Cuando los intercambios de energía son equilibrados y existen precios similares en ambos mercados, este modelo podría considerarse adecuado, pues procuraría balances en la distribución de las rentas. Sin embargo habría que validar el modelo bajo los principios de no discriminación y equidad. Para mercados en los cuales existe diferencia importante de precios, que ocasiona que los intercambios sean predominantes en un solo sentido (de Colombia a Ecuador), este concepto ocasiona inequidad en la asignación de las “rentas de congestión”.

2 OBJETIVOS

2.1 PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA

La normativa regional contempla una distribución de beneficios de forma tal de procurar el desarrollo igualitario de los países y prevé esquemas que brinden tratos preferenciales a los países con menos desarrollo de la región (Ecuador y Bolivia). En este sentido cabe destacar que una verdadera integración económica de los países de una región solamente puede darse cuando las condiciones económicas de los países son semejantes. La Comunidad Europea tuvo que aplicar políticas de ayuda a países como España y Yugoslavia como paso previo a la verdadera integración regional.

De los resultados obtenidos por el Proyecto CIER 02 se destaca que, no obstante se cuantifican beneficios sustantivos de la integración, no implica ganancias para todas las partes que intervienen. Por el contrario, el intercambio puede llegar a ocasionar perjuicios significativos a algunos de los participantes, ya sean ellos países o actores del sector.

En efecto esta fuerte disparidad entre las pérdidas de algunos actores y los beneficios de otros, así como la desproporción de sus montos en valores absolutos, respecto al beneficio real de la integración (ahorros de costos operativos del conjunto), pueden provocar consecuencias no deseables, tales como:

- Oposición de los actores perjudicados (consumidores, generadores y, eventualmente, autoridades públicas) a la integración eléctrica, con la eventual esterilización de sus beneficios.
- Crisis y/o eventual eliminación de generadores, por impactos negativos coincidentes con períodos hidrológicos ricos, no obstante su necesidad

futura en situaciones inversas, con estiajes pronunciados, en las cuales su concurso podría ser requerido críticamente.

La importancia de encontrar soluciones a estos aspectos, reside en el hecho que, en caso contrario, es probable que los países y actores perjudicados generen resistencia u oposición al proceso de integración, no por la carencia de beneficios adicionales, sino por su distribución irrazonable o perjudicial. Este constituye un escollo o barrera significativa a la integración.

Un camino hacia la integración no debería considerar los beneficios a nivel de actores del mercado eléctrico, ni siquiera a nivel de país, sino debería considerar los beneficios como regionales de tal forma de reinvertirlos en las zonas con menor grado de desarrollo energético de la región.

En tal sentido es importante para el Ecuador y para el desarrollo de la integración energética de la región, que se revisen las modalidades de asignación de las rentas de congestión (parte importante de los beneficios derivados de la interconexión eléctrica), de tal forma que se consideren los aspectos fundamentales de la normativa regional de distribución de beneficios procurando tratos preferenciales a los países con menos desarrollo. En este sentido, Ecuador deberá plantear una revisión del tema pero con fuertes fundamentos técnicos que respalden su posición.

Para todo lo anterior es importante conocer cuáles serían las propuestas de asignación de las rentas de congestión bajo diferentes criterios económicos, además es importante cuantificar los beneficios derivados de la operación pasada entre Ecuador y Colombia y realizar una estimación hacia futuro de los beneficios de las transacciones entre ambos países.

2.2 OBJETIVO GENERAL

Realizar, a través de simulaciones, un análisis de alternativas de asignación de las rentas de congestión que se originan por las transacciones internacionales de

electricidad entre Ecuador y Colombia, sobre la base de criterios de eficiencia y equidad sustentados en la economía del bienestar.

Realizar un análisis de beneficios que se derivan de la operación comercial pasada de la interconexión entre Ecuador y Colombia, desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006 y realizar estimaciones a futuro de los beneficios que derivarán de la interconexión con Colombia con escenarios adecuados de análisis.

2.3 OBJETIVOS PARTICULARES

- Estudiar los diferentes principios del bienestar social (utilitarista, igualitarista, rawlsiana) para la repartición de rentas en un mercado regional de electricidad.
- Analizar el efecto de realizar asignaciones de las rentas de congestión Ecuador – Colombia, desde el inicio de las transacciones, basándose en cada uno de los criterios de repartición.
- Realizar el análisis de los resultados obtenidos con cada uno de los criterios de repartición, y obtener conclusiones y recomendaciones al respecto.
- Analizar los resultados de las simulaciones de beneficios y flujos de intercambio debido a las interconexiones internacionales.

2.4 CONTENIDO DE LA TESIS

Capítulo 1

En este capítulo se presentan los antecedentes técnicos e históricos que se dieron previos a la interconexión eléctrica con Colombia. Se hace referencia al

marco jurídico nacional y supranacional dentro del cual se han desarrollado las TIE y se presentan las bases jurídicas dentro de las cuales se sustentaría un posible reclamo de Ecuador ante la Comunidad Andina de Naciones. Se presenta también el modelo comercial utilizado en las TIE (generador ficticio) y se analiza como se están aplicando los criterios de no discriminación a los cuales hace referencia la Decisión CAN 536.

Capítulo 2

Se exponen los objetivos generales y particulares que se pretenden alcanzar a través del presente proyecto de titulación. Se describe la situación de inequidad en la que se encuentra Ecuador con el método de asignación de las rentas de congestión actual, que no guarda concordancia con lo expuesto en los Acuerdos internacionales alcanzados dentro de la Comunidad Andina de Naciones. Se listan las principales contribuciones que se pretender brindar a través del presente trabajo.

Capítulo 3

En este capítulo se realiza una presentación teórica acerca de la teoría de mercados y comercio internacional dentro de las cuales se sustentará el trabajo. Se describen las transacciones internacionales de electricidad y sus efectos en los actores del mercado. Se listan los beneficios que derivan de las TIE y se define cada uno de ellos.

Capítulo 4

Este capítulo se centra en la descripción de las denominadas “rentas de congestión”, aquí se describe también el tratamiento de las rentas de congestión en distintos mercados eléctricos. Se describen brevemente algunas escuelas de la teoría económica del bienestar, que aportan conceptos que permiten asignar las rentas de congestión a través de diferentes criterios (utilitarista, igualitarista y rawlsiano). Se muestran datos estadísticos de lo sucedido en la interconexión

eléctrica entre Ecuador y Colombia desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006.

Capítulo 5

En este capítulo se describe la metodología que servirá de base para la determinación de los beneficios económicos derivados de las TIE. Se detalla la información que se utilizó para las simulaciones de largo plazo. Se describen las diferentes etapas de la investigación centrándose en la forma de determinación de los efectos de las TIE en los actores de mercado. Se presentan también los fundamentos para la aplicación de los diferentes criterios de repartición de las rentas de congestión.

Capítulo 6

Se hace un análisis de los resultados obtenidos a través de las diferentes etapas descritas en el capítulo 5 como son: beneficios pasados, beneficios futuros, la repartición de las rentas de congestión con diferentes criterios económicos. Se realiza la comparación de resultados obtenidos.

Capítulo 7

Se citan las principales conclusiones y recomendaciones obtenidas del presente proyecto de titulación.

2.5 CONTRIBUCIONES ESPERADAS DEL TRABAJO

En esta sección se detallan cuales son las contribuciones que la autora y el director esperan brindar respecto del tema de las transacciones internacionales de electricidad y particularmente del tema de asignación de las rentas de congestión en las transacciones entre Ecuador y Colombia.

- El trabajo brinda una descripción teórica sólida respecto de las transacciones internacionales de electricidad, centrándose en temas como: rentas de congestión, modelos comerciales utilizados en varios mercados, comercio internacional, beneficios derivados de las interconexiones.
- Se presenta, de manera extensa, la normativa sobre la cual se fundamentan las transacciones internacionales de electricidad en la Comunidad Andina de Naciones, destacando en cada una los aspectos que pueden ser utilizados como fundamentos por el Ecuador ante un reclamo en las instancias adecuadas.
- Se detallan criterios técnicos como: la definición de rentas de congestión, el modelo comercial acordado entre Ecuador y Colombia, que pueden servir como fundamentos para el Ecuador ante un posible reclamo respecto de una reasignación de las rentas de congestión.
- Se detalla los fundamentos de diferentes escuelas de la Teoría Económica del Bienestar que proponen la distribución de beneficios a través de diferentes criterios.
- Se realiza un cálculo de los beneficios derivados de la operación pasada de la interconexión entre Ecuador y Colombia en el período marzo de 2003 – diciembre de 2006.
- Se realiza una estimación de beneficios derivados de la operación futura de la interconexión entre Ecuador y Colombia con horizontes adecuados.
- Se calculan porcentajes de asignación de las rentas sobre las operaciones pasadas y futuras siguiendo diferentes criterios derivados de la Teoría Económica del Bienestar.
- Se calcula cuál sería la capacidad de interconexión entre Ecuador y Colombia que habría ocasionado que los precios de ambos mercados

hubiesen sido iguales. Esta capacidad sirve de señal inequívoca respecto de la cantidad de generación eficiente que se hubiese necesitado instalar en el país con menor desarrollo eléctrico, para obtener una mejor posición en las transacciones internacionales de electricidad y disminuir de manera adecuada las rentas de congestión (es una forma correcta de apropiarse de esas rentas).

3 MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA

3.1 COMERCIO INTERNACIONAL [9]

En esta sección se presentará el marco teórico de referencia respecto de Comercio Internacional, tomado de bibliografía de Microeconomía y del análisis del comportamiento de mercados internacionales de diferentes productos. Se va a analizar los impactos, en general, sobre los mercados cuando existe algún tipo de transacción hacia un mercado externo (exportación e importación). En un principio se analizará el equilibrio entre la oferta y la demanda del mercado interno sin que se realice ninguna transacción internacional.

En la Figura 3-1, se presentan las curvas de oferta y de demanda del mercado interno, la cantidad de producto y el precio están dados por la intersección de ambas curvas, lo que se conoce como “Punto de Equilibrio del Mercado”.

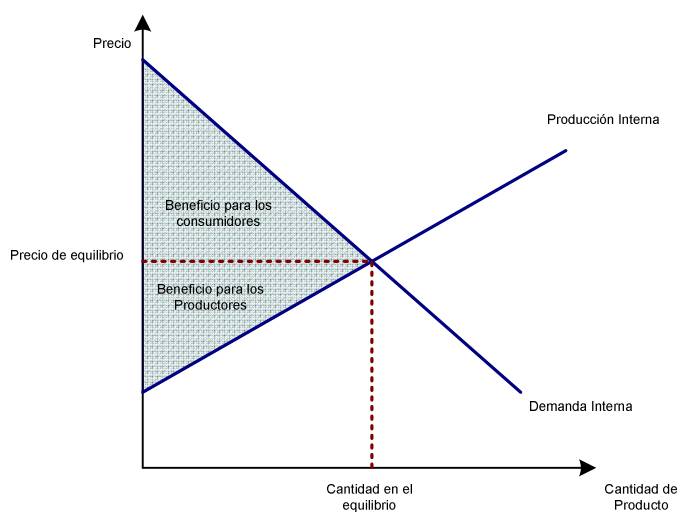


Figura 3-1: Equilibrio del Mercado

En la Figura 3-1 también se pueden observar las áreas de beneficios para los consumidores y productores. En área sombreada por encima de la recta a trazos que representa el precio y por debajo de la curva de demanda, se representa el “*excedente de los consumidores*” que se lo puede entender como la integral de la

diferencia entre el precio que están dispuestos a pagar los consumidores y el precio fijado.

En área sombreada, por debajo de la recta a trazos que representa el precio y por encima de la curva de oferta, está el “*excedente de los productores*” que se lo puede entender como la integral de la diferencia entre los costos reales de producción y el precio al cual venden los productores.

A continuación se analizará como afectan las transacciones internacionales a los excedentes de los consumidores y productores:

Mercado exportador

Debido a características estructurales, productivas, económicas, etc, propias de cada mercado, se pueden tener precios diferentes para un producto en cada uno de ellos. Esto hace que exista la posibilidad de trasladar el producto desde el mercado con menor precio hacia el mercado con mayor precio. Luego de tomada la decisión derivada de la comparación de precios, el mercado exportador tiene que producir una cantidad adicional de producto, a pesar que su demanda interna no se ha modificado. En consecuencia, de acuerdo con la Figura 3-2, se puede observar que el punto de equilibrio antes mencionado sufre un cambio.

Esta nueva condición de equilibrio es resultado del cruce entre el nuevo monto de producción del mercado exportador y la curva de oferta, el precio así resultante será superior al precio de equilibrio original.

Si la capacidad de exportación es ilimitada, el nuevo punto de equilibrio (precio del mercado interno del exportador) igualará al precio internacional del producto (precio internacional).

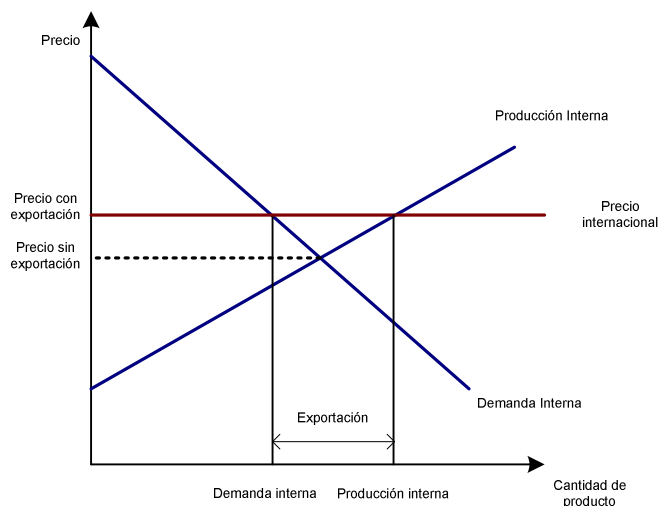


Figura 3-2: Equilibrio del mercado exportador

Ahora, en la Figura 3-3 se presentan las áreas que representan los beneficios y perjuicios para los productores y consumidores del mercado exportador y se comparan con las de la situación del país sin transacciones internacionales.

Para los consumidores, se considera su excedente antes de la transacción, correspondiente al triángulo que está por debajo de la curva de consumo y por encima del precio de equilibrio (áreas A+B). Cuando se considera la transacción internacional, esta área disminuye (área A) debido al aumento en el precio que influye en el excedente del consumidor.

Para los productores, el excedente antes de la transacción se lo determina como el triángulo que está por encima de la curva de oferta y por debajo del precio de equilibrio (área C). Cuando se considera la exportación, este excedente de los productores aumenta (área B+C+D) debido a la mayor cantidad de producto producido y el mayor precio reconocido por él.

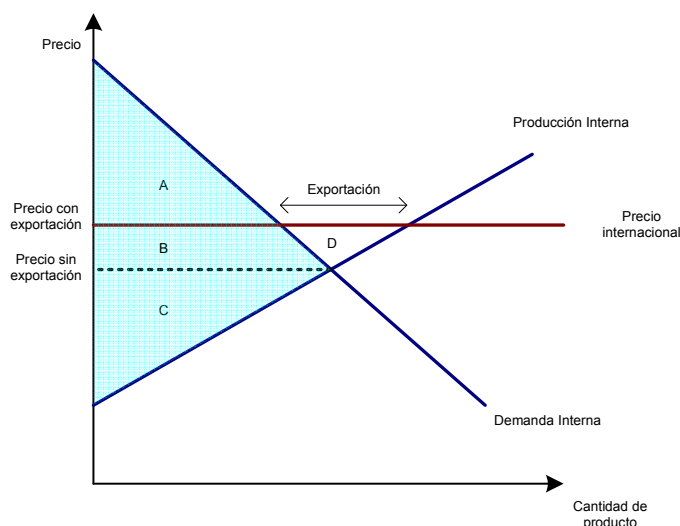


Figura 3-3: Áreas para el mercado exportador

El balance neto de beneficios debido a la transacción internacional se muestra en la Tabla 3-1. La pérdida del excedente para los consumidores del país exportador es el área B, mientras que el aumento del excedente para los productores del mercado exportador es (B+D), de tal forma que se puede establecer un beneficio neto positivo para el país exportador igual al área D.

	Antes de la Transacción	Luego de la Transacción	Cambio
Excedente del consumidor	A + B	A	-B
Excedente del productor	C	B + C + D	+(B + D)
Excedente total	A + B + C	A + B + C + D	+D

Tabla 3-1: Balance de excedentes para el mercado exportador

Mercado importador

Ahora el análisis se lo realizará para la demanda y la producción del país importador, el cual ve una disminución en el precio (intersección de las curvas de oferta y demanda) ya que, aunque permanece constante la demanda interna, la producción interna disminuyó debido a la importación del producto desde el exterior. La cantidad de producto importado es la misma exportada desde el país

vendedor (caso de único exportador y único importador). En la Figura 3-4, se muestra el nuevo punto de intersección de las curvas de oferta y demanda y, por lo tanto, el nuevo precio para el mercado interno, el cual ha bajado a niveles de precio internacional si se considera una capacidad de importación ilimitada.

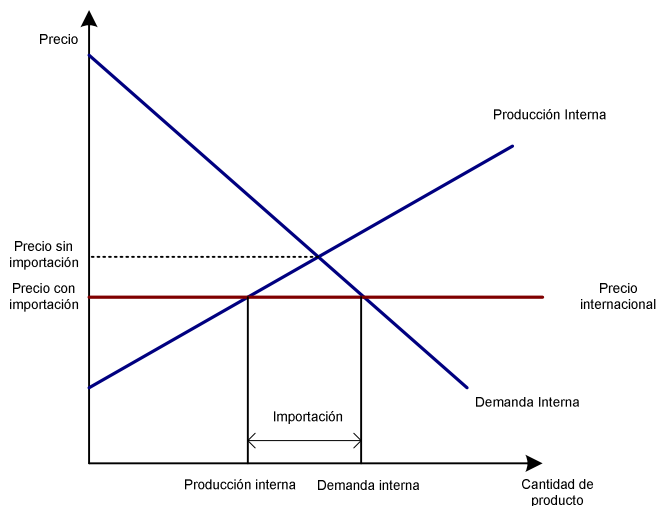


Figura 3-4: Equilibrio del mercado importador

En la Figura 3-5 se muestran las áreas de excedentes para los consumidores y excedentes para los productores del mercado importador, tanto para el mercado interno únicamente como para cuando se ha considerado la transacción internacional (importación).

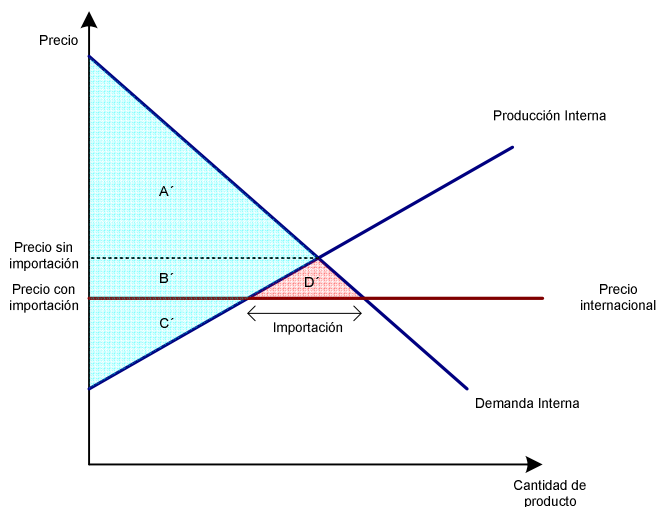


Figura 3-5: Áreas de beneficios para el mercado importador

Realizando un análisis similar al del mercado exportador, se resumen en la Tabla 3-2 los excedentes para los consumidores antes de la importación (área A') y luego de la importación (área $A'+B'+D'$). Para los generadores, el excedente antes de la transacción internacional (área $B'+C'$), se modifica a (área C') luego de la importación. De estos análisis se nota una pérdida del excedente de los productores y un aumento del excedente de los consumidores del mercado importador. El beneficio neto positivo del mercado importador es (área D')

	Antes de la Transacción	Luego de la Transacción	Cambio
Excedente del consumidor	A'	$A' + B' + D'$	$+(B' + D')$
Excedente del productor	$B' + C'$	C'	$-B'$
Excedente total	$A' + B' + C'$	$A' + B' + C' + D'$	$+D'$

Tabla 3-2: Balance de beneficios para el mercado importador

El análisis anterior muestra los beneficios que se obtienen, tanto para el mercado exportador como para el importador, debido a una transacción internacional. En ambos mercados existen agentes que se perjudican y agentes que se benefician de aquella transacción, lo importante que se debe destacar es que el beneficio neto es positivo en ambos mercados. El máximo beneficio para ambos mercados, en teoría ocurrirá, cuando los precios de equilibrio derivados de equipamientos eficientes, sean similares en ambos mercados.

3.2 TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD (TIE)

Las transacciones internacionales de electricidad - TIE, son transacciones entre los mercados de corto plazo (ocasional) de los países interconectados por uno o más enlaces internacionales, originadas por la diferencia de precios entre los nodos frontera de dichos enlaces y cuya participación en el mercado será

producto del despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas interconectados [11].

Luego de haber presentado una visión respecto de las bases económicas del comercio exterior, se presentará un análisis para un mercado de energía eléctrica a través de la comparación del impacto en los excedentes de los productores y consumidores de los mercados importador y exportador, que tiene la transacción internacional de electricidad.

Las curvas de oferta están representadas por funciones de costo crecientes. Al no considerar la elasticidad al precio de la demanda, ésta se encuentra representada por una recta que se levanta perpendicularmente desde el eje de las ordenadas en el nivel de demanda y que corta a la curva de oferta en el punto de equilibrio en donde se determina el precio de equilibrio de cada mercado.

Los beneficios para ambos mercados pueden definirse ahora de la siguiente forma:

Para el mercado exportador: Como el aumento del excedente de los productores debido al aumento de la energía producida y al aumento del precio de equilibrio.

Para el mercado importador: Como el aumento del excedente de los consumidores debido a una disminución en el precio de equilibrio mientras la demanda permanece constante.

La representación de estos beneficios se muestra en la Figura 3-6 a través de las áreas sombreadas con color amarillo.

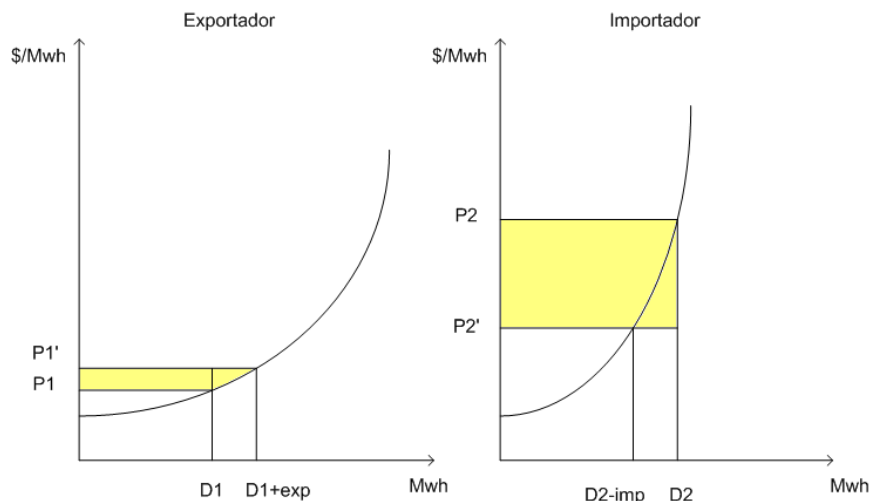


Figura 3-6: Beneficios derivados de una TIE

Al igual que en los mercados internacionales de cualquier producto, existen sectores que se benefician pero otros que se perjudican debido a la transacción internacional de energía eléctrica. Los sectores perjudicados pueden definirse de la siguiente forma:

Para el mercado exportador: Se puede notar que para el mercado exportador, el perjuicio es percibido por los consumidores ya que disminuye su excedente debido a que, sin haber modificado su demanda, ven incrementado el precio de equilibrio de su mercado interno.

Para el mercado importador: El perjuicio para el mercado importador es percibido por los productores, ya que se disminuye su excedente debido a la disminución de su producción y la reducción del precio de equilibrio del mercado interno.

En la Figura 3-7 se muestran las áreas sombreadas en color verde, que representan los perjuicios para los mercados exportador e importador.

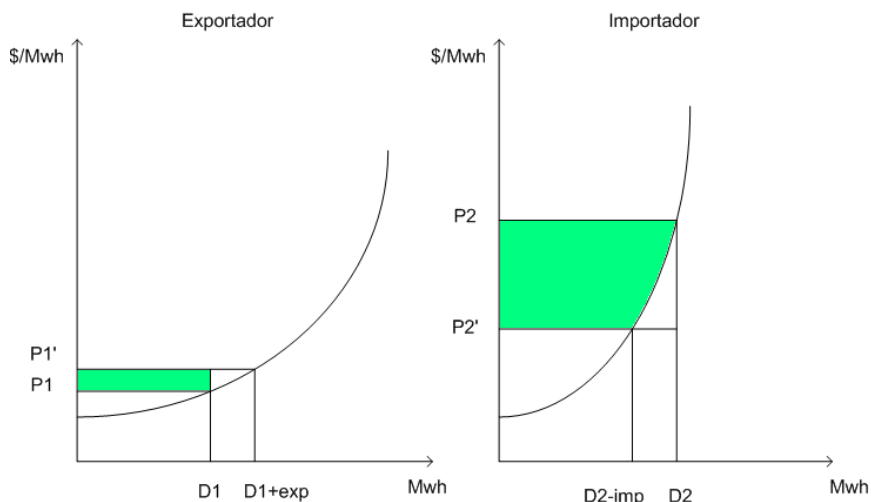


Figura 3-7: Perjuicios derivados de una TIE

Los beneficios netos para ambos mercados pueden determinarse como el aumento del excedente en unos actores menos la pérdida de excedente en otros. Estos beneficios netos son positivos tanto para el mercado exportador como para el importador y teóricamente serán los máximos para ambos mercados cuando la capacidad de transmisión sea suficiente para que los precios de ambos mercados se igualen.

Los beneficios netos de los mercados exportador e importador se muestran a través de las áreas sombreadas con color rojo en la Figura 3-8.

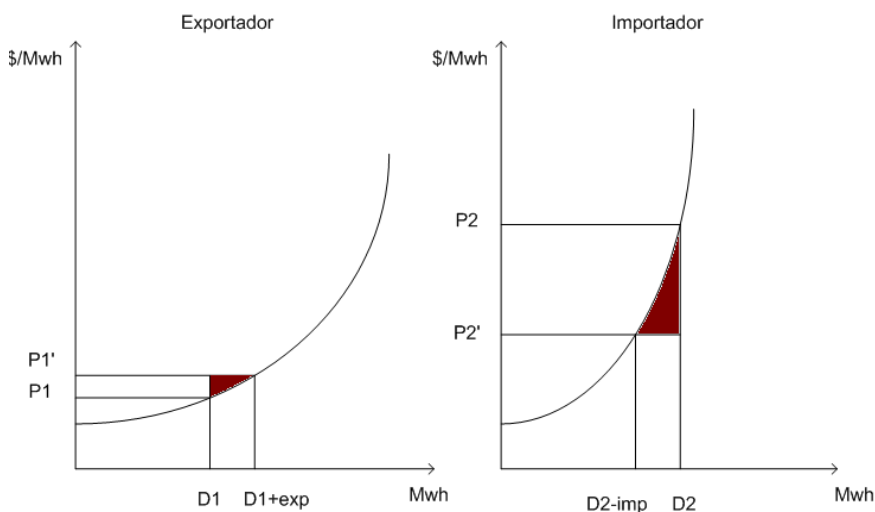


Figura 3-8: Beneficios netos derivados de una TIE

3.3 BENEFICIOS DE LAS INTERCONEXIONES

Los beneficios obtenidos por el intercambio de energía entre países y la integración energética se han analizado en varios estudios y grupos de trabajo como por ejemplo el Grupo CIER 02, en el cual se analizaron los beneficios que tendría la integración eléctrica en estos cinco posibles corredores eléctricos mostrados en la Figura 3-9. Cabe mencionar que este estudio y la estimación de beneficios fueron realizados en el año 2000 [1].

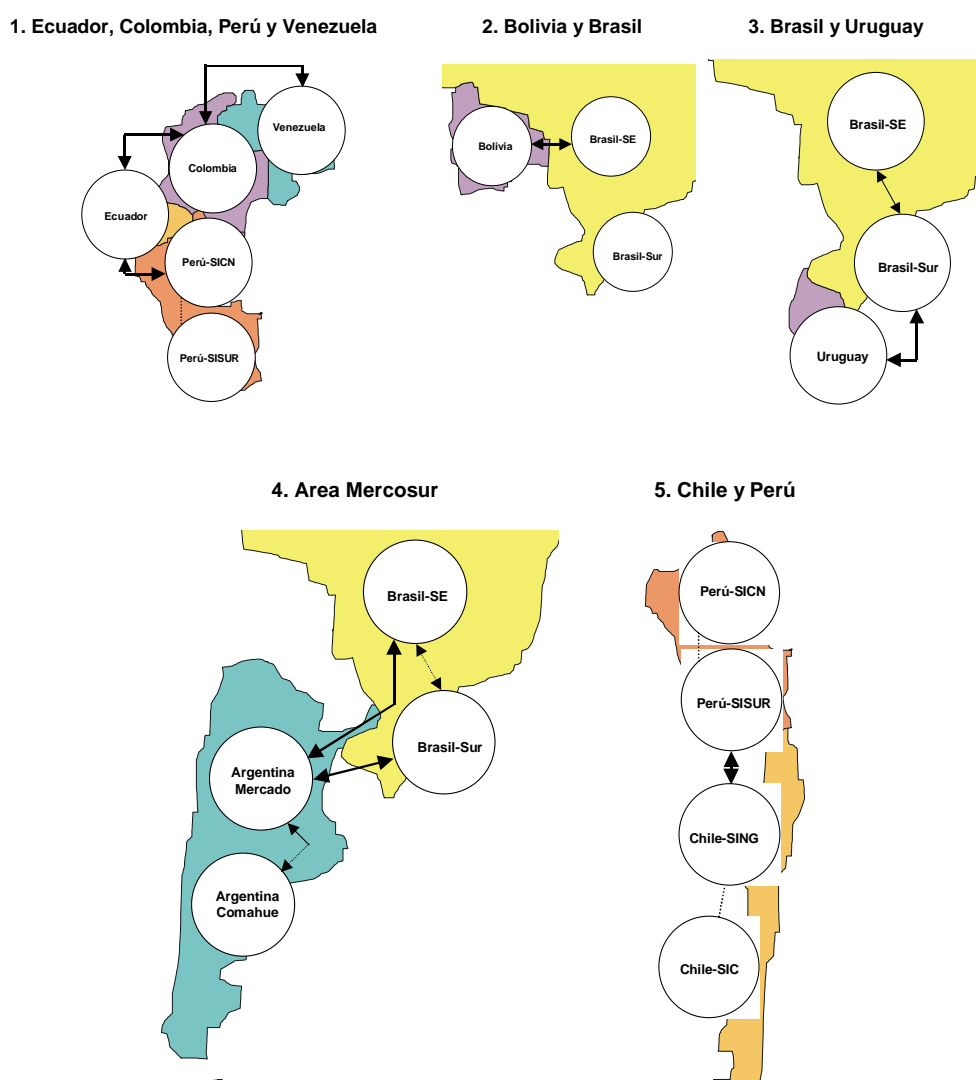


Figura 3-9: Posibles Corredores Eléctricos

Corredor Andino: Conformado por Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú (vinculando el sistema Centro Norte peruano al sistema ecuatoriano). Hasta el momento sólo Venezuela, Colombia y Ecuador tienen operación comercial al estar interconectados con limitaciones en la capacidad de intercambio. Los ahorros de costos operativos en este corredor alcanzarían un importe superior a los 90 millones de dólares al año. Para mantener los ahorros en el entorno del 25% de los costos operativos durante la próxima década (entre 150 y 310 millones de dólares en los años 2005 y 2010 respectivamente), se requeriría llevar la capacidad de transporte a 1000 MW entre Colombia y Venezuela y a 400 MW en las interconexiones Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú).

Corredor Chile – Perú: Interconectando el sistema Sur peruano con el sistema Norte Grande chileno. Una capacidad de transporte de 200 MW entre ambos sistemas permitiría reducir en un 12% los costos operativos conjuntos anuales, con un ahorro cercano a los 18 millones de dólares anuales. Si se duplicara la capacidad de transporte de la línea, los ahorros de costos operativos subirían a 50 millones de dólares en el año, representando entre el 7% y el 9% de los costos operativos previstos.

Área MERCOSUR: Integrando especialmente el mercado brasileño con el sistema argentino y el uruguayo. Debe destacarse que la existencia de centrales hidroeléctricas compartidas entre Brasil y Paraguay, Argentina y Paraguay y Argentina y Uruguay ya produjo interconexiones fuertes entre los países condóminos y favoreció el comercio de electricidad entre ellos, aunque limitado por la asimetría de tamaño entre los sistemas.

La vinculación entre los sistemas brasileño y argentino de 1000 MW de capacidad de transporte, a los efectos del abastecimiento por la generadora argentina Central Costanera de las prestadoras brasileñas Furnas y Gerasul a través de la comercializadora CIEN (Companhia de Interconexão Energética). Se esperaba que la ampliación de la capacidad de transporte de esta interconexión en el año 2000, permitiera reducir los costos operativos conjuntos en un 41%, con un ahorro cercano a los 500 millones de dólares en ese año.

Los ahorros operativos podrían incrementarse en alrededor de 160 millones de dólares anuales en la próxima década si la capacidad de transporte alcanzara los 4000 MW (entre un 15% y un 13% de los costos operativos totales). Alternativamente, una línea de 500 MW de capacidad de transporte entre los sistemas brasileño y uruguayo permitiría ahorros adicionales cercanos a los 60 millones de dólares anuales.

Corredor Bolivia- Brasil: En este caso el intercambio de electricidad sería competitivo con las exportaciones de gas natural de Bolivia a Brasil. En el marco de este proyecto se supuso, conforme a los Planes Nacionales, el uso de gas boliviano en centrales brasileñas, respetando las condiciones previstas en el respectivo contrato de provisión (del tipo “take or pay”). No obstante se realizó un análisis preliminar de la alternativa de importar electricidad en lugar de gas natural para las centrales, llegándose a la conclusión de que la importación de electricidad permitiría un despacho de cargas más flexible con un mejor aprovechamiento de la energía secundaria y el consiguiente ahorro de gas natural.

Finalmente no se simularon diferentes alternativas de interconexión sino que se consideraron opciones de vinculación energética por gasoducto o electroducto. Se analizó el uso del gas a través de gasoductos, con contratos rígidos tipo “take or pay”, especialmente en Brasil donde el precio “spot” es casi nulo la mayor parte del tiempo. Ello implicó el desplazamiento de agua vertida por gas obligado. Se recomendó, entonces la alternativa de generación térmica con gas en boca de pozo en Bolivia y transmisión DC hasta Brasil, la que por su mayor elasticidad, requiere mucho menos combustible para lograr igual cobertura.

Los beneficios analizados en todas las alternativas de interconexión eléctrica pueden clasificarse de la siguiente manera:

Beneficios cuantificables:

- A través del uso adecuado de los recursos de generación y transmisión disponibles, se pueden obtener beneficios económicos reduciendo los costos de despacho económico.
- Mejor uso de los recursos energéticos renovables reemplazando el uso de combustibles.
- Optimización de la operación de los embalses.
- Dar mejor uso a la infraestructura actual de generación eléctrica mejorando su calidad servicio.
- Se pueden importar fuentes de producción más económicas.
- Mejora en el uso de la capacidad de transmisión optimizando el uso de la infraestructura de transporte eléctrico al permitir una mayor utilización de la capacidad remanente para la optimización del despacho debido el incremento de la capacidad de transporte por la existencia de caminos alternativos ante situaciones de emergencia.

Beneficios no cuantificables:

- Reducción del impacto ambiental como consecuencia de la optimización del despacho, con reducción del uso de combustibles.
- Mejora de la seguridad de abastecimiento asociado al mallado de las redes nacionales y al bajo riesgo de no suministro por indisponibilidad de la importación.

- Integración de regiones aisladas o mejora de calidad en zonas con conexión radial. Este es un subproducto consecuencia de la necesidad de hacer sistemas de interconexión entre países.
- Estabilidad regulatoria.

En el presente trabajo se van a analizar básicamente los beneficios cuantitativos de carácter económico como son:

- Excedente del Productor
- Excedente del Consumidor
- Rentas de Congestión

Estos beneficios económicos van a ser cuantificados mediante la metodología propuesta por la autora en la sección 3.3.1 y que tiene fundamentos similares a los expuestos por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia y que se presenta en la sección 3.3.2.

3.3.1 DETERMINACIÓN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS – PROPUESTA DE LA AUTORA

En esta sección se presenta la metodología que será utilizada para la evaluación de los beneficios cuantificables (económicos), tanto para la operación pasada como para la proyección de la operación futura de la interconexión Ecuador – Colombia.

Es preciso indicar que la metodología parte del análisis de los cambios en los excedentes de los productores y los consumidores debido a la transacción internacional de energía eléctrica, pero luego se complementa con otras áreas que, si bien no corresponden a excedentes de productores, son ingresos que se dejan de percibir en el sector de generación del país importador.

En la Figura 3-10 se presentan las curvas de oferta del país exportador y del país importador. El país exportador tiene su demanda ($D1$) propia y por la exportación, su producción es igual a su demanda más la energía exportada ($D1 + \text{exp}$). Ante esta situación el precio de equilibrio sube de $P1$ a $P1'$ en el país exportador.

La demanda propia del país importador ($D2$) define un precio $P2$ y luego por la reducción de la producción debido a la importación de energía ($D2 - \text{imp}$), el precio de equilibrio queda establecido en $P2'$ para el país importador luego de la transacción internacional. La diferencia de precios de ambos mercados en los nuevos puntos de equilibrio ($P2'$ y $P1'$) ocasiona las denominadas “rentas de congestión”, que según lo acordado entre Ecuador y Colombia dentro del GTOR, quedan en el país exportador.

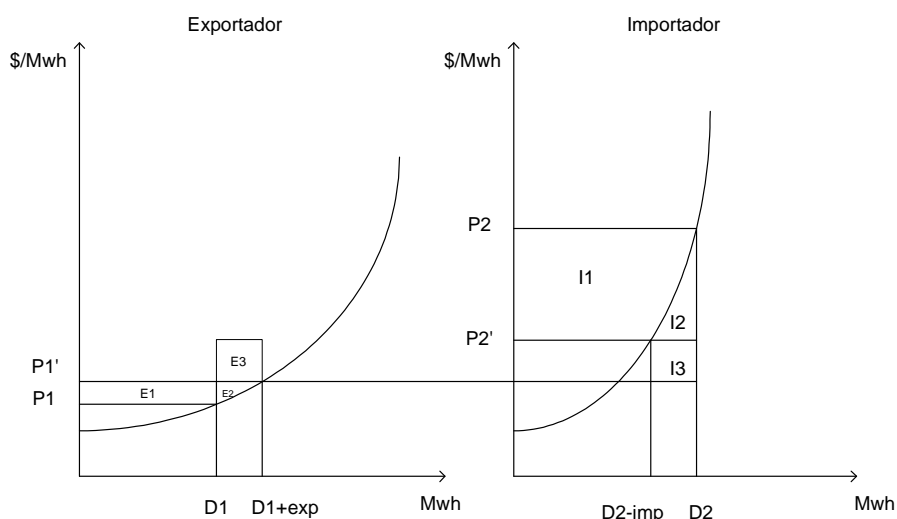


Figura 3-10: Áreas económicas para la determinación de beneficios

Considerando como antecedente lo explicado anteriormente, se pueden definir en la Figura 3-11 los beneficios que se derivan de la transacción internacional de energía para los mercados exportador e importador, cuando se consideran únicamente los excedentes del productor y consumidor.

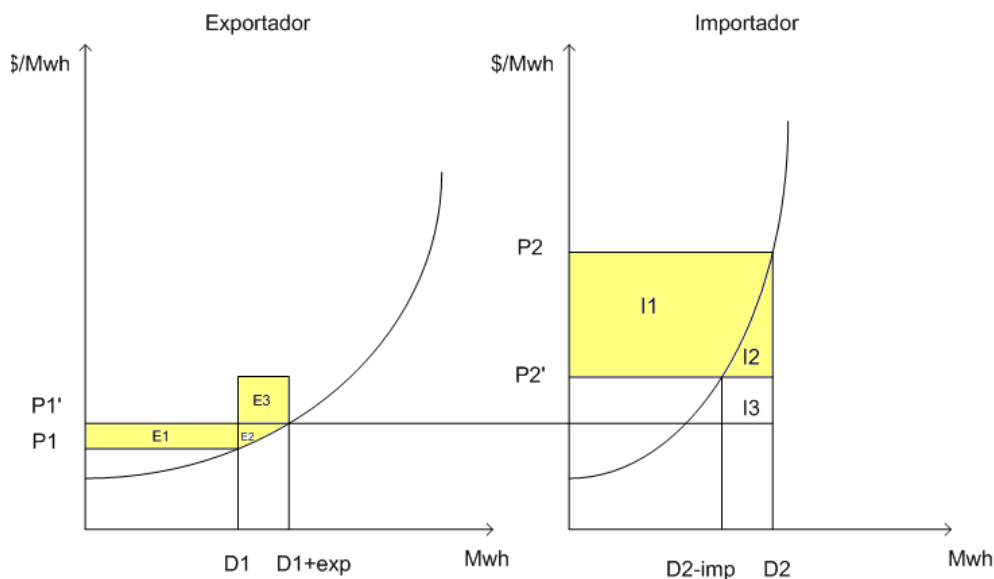


Figura 3-11: Beneficios derivados de la transacción internacional

- **Beneficio para el exportador:** Está definido por el aumento del excedente del productor debido a la exportación (aumento en la venta de energía y en el precio de cobro), representado por las áreas E1 + E2. Además se suma el área que representa las rentas de congestión, beneficio que es percibido por el país exportador y no por sus productores. De tal forma que el beneficio para el exportador es E1 + E2 + E3.
- **Beneficio para el importador:** Está definido por el aumento del excedente del consumidor que, pese a que la demanda permanece constante, percibe una disminución en el precio debido a la importación. Este beneficio equivale a las áreas I1 + I2.

Asimismo, se pueden definir los perjuicios para los mercados exportador e importador que se derivan de la transacción internacional de electricidad. Estas áreas se representan en la Figura 3-12.

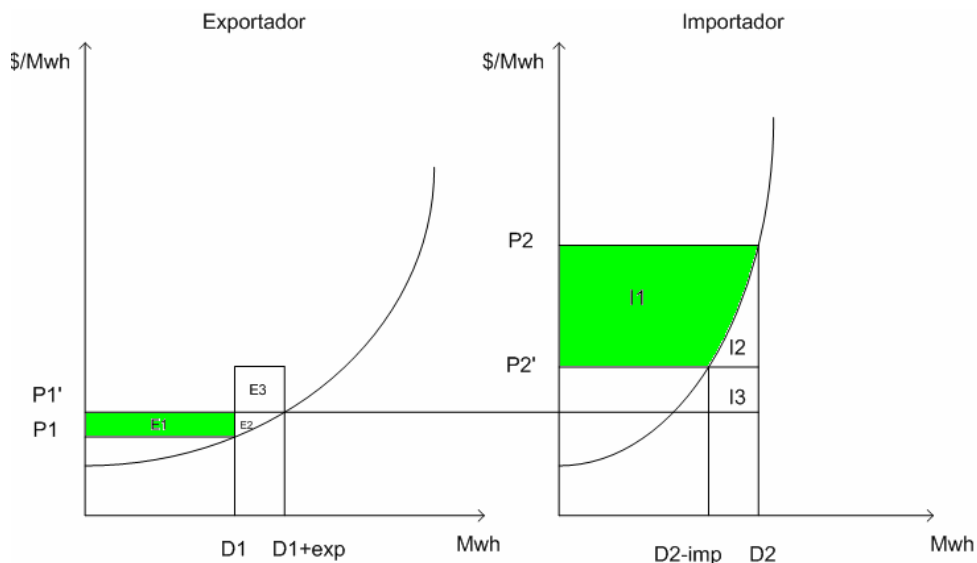


Figura 3-12: Perjuicios derivados de la transacción internacional

- **Perjuicio para el exportador:** Está definido por la pérdida del excedente de los consumidores, pues sin haber modificado su demanda, perciben un aumento en el precio. Este perjuicio está representado por el área E1.
- **Perjuicio para el importador:** Está definido por la pérdida del excedente de los productores que reducen su producción y reciben un precio menor debido a la importación. Este perjuicio está representado por el área I1.

Considerando los beneficios y perjuicios derivados de los cambios en los excedentes de los productores y consumidores de los mercados exportador e importador, se pueden determinar los beneficios netos positivos para ambos mercados a través de la Figura 3-13.

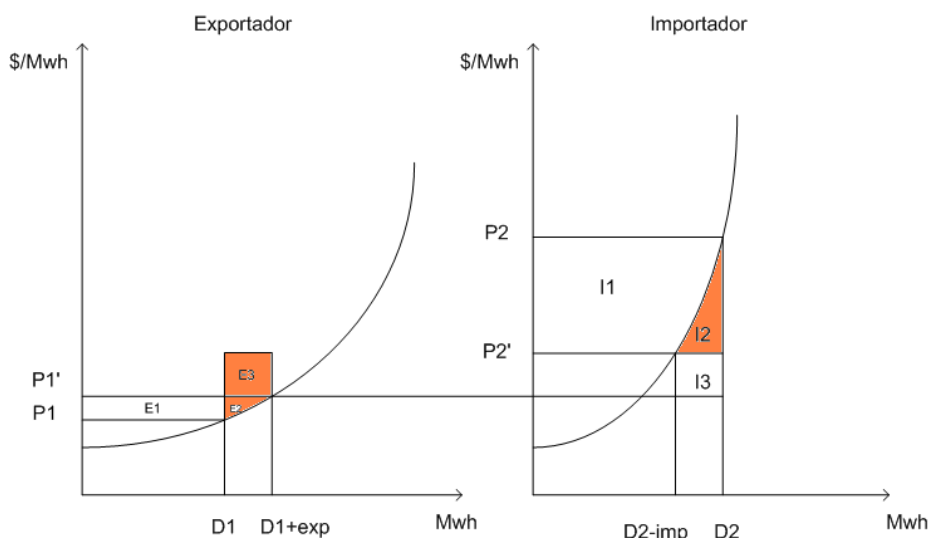


Figura 3-13: Beneficios netos derivados de la transacción internacional

- **Beneficio neto para el exportador:** Se define como la diferencia entre el aumento del excedente del productor ($E1 + E2$) más las rentas de congestión ($E3$) menos la pérdida del excedente del consumidor. El beneficio neto está definido por las áreas ($E2 + E3$).
- **Beneficio neto para el importador:** Se define como la diferencia entre el aumento del excedente del consumidor ($I1 + I2$) menos la pérdida del excedente del productor ($I1$). El beneficio neto está definido por el área ($I2$).

El resumen de las áreas que representan el aumento o la disminución de los excedentes de los productores y consumidores en ambos mercados, las rentas de congestión para el mercado exportador y los excedentes netos para los mercados exportador e importador, se muestra en la Tabla 3-3.

	Rentas de Congestión	Diferencia en el Excedente del Productor	Diferencia en el Excedente del Consumidor	Beneficio Neto
Mercado Exportador	+E3	+(E1 + E2)	-(E1)	+(E2 + E3)
Mercado Importador		-(I1)	+(I1 + I2)	+(I2)

Tabla 3-3: Resumen de beneficios derivados de la transacción internacional

Además de las áreas de los excedentes de los consumidores y productores del mercado importador, es necesario indicar que existe una transferencia de divisas que dejan de percibir los productores del mercado importador y que van hacia el mercado exportador. Esta transferencia de divisas también constituye un perjuicio para el país importador y un beneficio para el país exportador.

3.3.2 DETERMINACIÓN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS – PROPUESTA DE LA UPME [12]

La exportación por el esquema TIE implica un aumento en la demanda para el sistema eléctrico exportador, el cual puede variar entre 0 MW y 250 MW aproximadamente para el sistema colombiano y entre 0 MW y 100 MW para el sistema ecuatoriano, lo cual se manifiesta como un desplazamiento a la derecha de la curva de demanda que se muestra en la Figura 3-14.

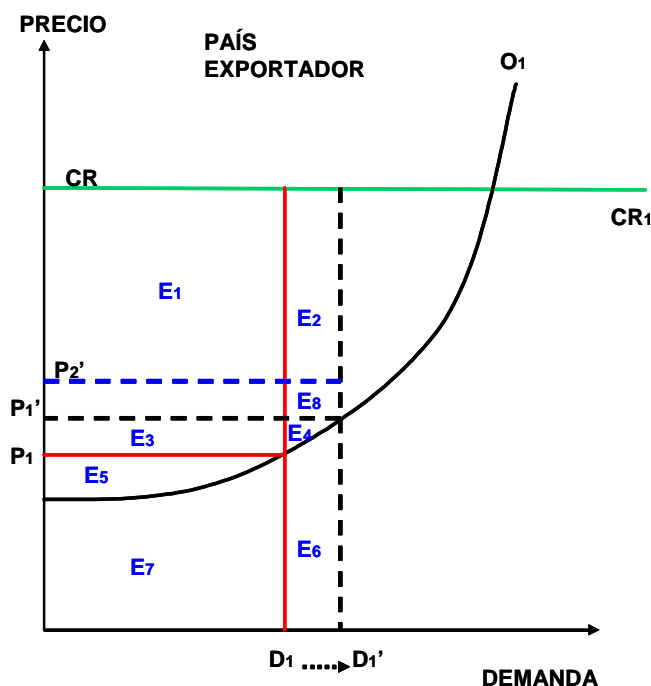


Figura 3-14: Curvas de oferta y demanda y efecto de las TIE en el país exportador
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética - Colombia

La definición de variables es la siguiente:

- O₁: Curva de Oferta del país exportador; cuando se trata de Colombia esta curva de costos incluye costos fijos, cargo por capacidad, FAZNI, FAER, SIC y CREG.
- O₂: Curva de Oferta del país importador, cuando se trata de Ecuador esta curva de costos incluye cargo por potencia, costos de combustibles y costos de administración, operación y mantenimiento.
- D₁: Demanda doméstica del país en condición de exportación.
- D₁' : Demanda doméstica más exportaciones del país en condición de exportación.
- D₂: Demanda doméstica del país en condición de importación.
- D₂' : Demanda doméstica menos importaciones del país en condición de importación.
- P₁: Precio marginal de la demanda doméstica del país en condición de exportación.
- P₁' : Precio marginal de la demanda doméstica más las exportaciones del país en condición de exportación.
- P₂' : Precio marginal de la demanda doméstica del país en condición de importación.
- P₂: Precio marginal de la demanda doméstica menos las importaciones del país en condición de importación.
- CR: Costo de racionamiento, el cual se asume igual para los dos países. $CR_1 = CR_2$

La Figura 3-14 muestra el comportamiento de los precios y las demandas de los mercados, haciendo énfasis en el país exportador. En el momento en que se activa una transferencia de electricidad TIE, la producción del país exportador se desplaza de D_1 a D_1' porque la energía exportada se puede entender como una mayor demanda para este país. A causa de este incremento en la producción, el precio del país exportador aumenta al pasar de P_1 a P_1' .

En el momento sin exportación, el excedente del productor corresponde a la suma de las áreas marcadas como $E_5 + E_7$ menos el costo de generación correspondiente a E_7 , es decir E_5 . El excedente del consumidor corresponde a la suma de las áreas $E_1 + E_3$. El beneficio social sin exportación corresponde a la suma de $E_1 + E_3 + E_5$.

A partir del momento en el cual se activa la exportación, con el aumento del precio del mercado, el excedente de productor pasa a ser la suma de $E_3 + E_4 + E_5 + E_6 + E_7$ menos los costos $E_7 + E_6$, para un excedente neto del productor de $E_3 + E_4 + E_5$ y el excedente del consumidor nacional se convierte solamente en el área E_1 . El beneficio social nacional con exportación corresponde a la suma de $E_1 + E_3 + E_4 + E_5$.

El productor entonces se apropió del área marcada con E_3 que correspondía al consumidor y adicionalmente adquiere el área E_4 . El aumento neto del beneficio social del país exportador debido a la exportación es de E_4 .

En la Figura 3-14, las Rentas de Congestión corresponden al área E_8 , producto de la diferencia entre el precio P_2' al que paga el país importador la cantidad importada y el precio al cual le pagan al productor del país exportador P_1' . Sumando el efecto de las Rentas de Congestión a la cuenta del beneficio social nacional tenemos como resultados que éste corresponde a $E_1 + E_3 + E_4 + E_5 + E_8$. El aumento neto beneficio social del país exportador debido a la exportación, considerando las Rentas de Congestión es de $E_4 + E_8$.

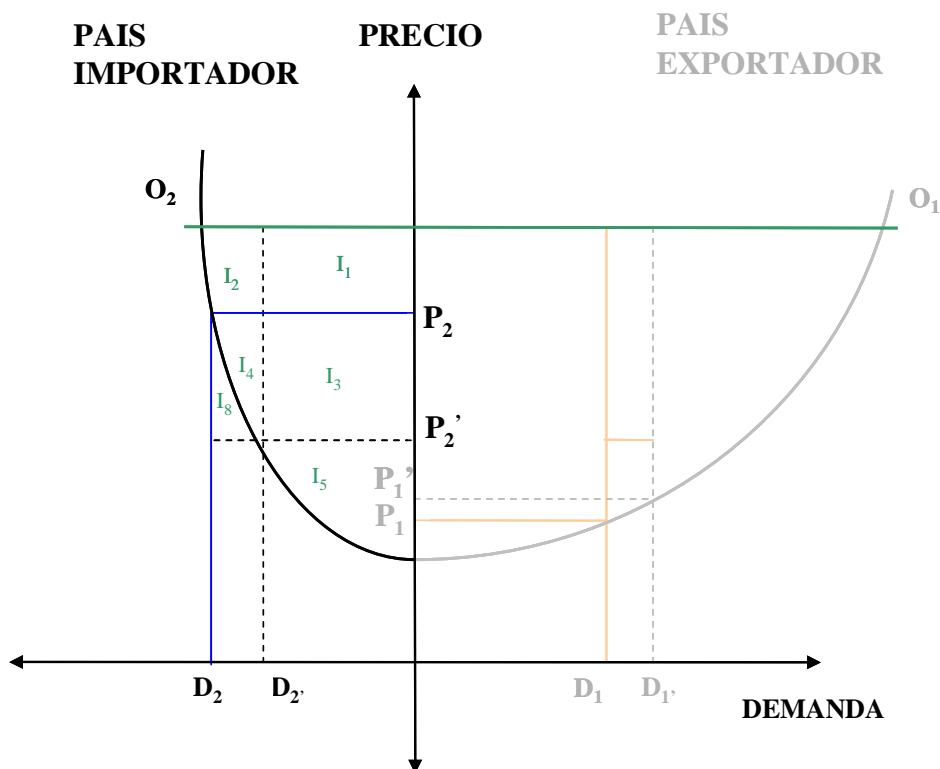


Figura 3-15: Curvas de oferta y demanda y efecto de las TIE en el país importador
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética - Colombia

Por otro lado en el país importador, al momento en que se presenta la importación, la producción del país importador disminuye, desplazándose de D_2 a D_2' vista como una disminución de la demanda, al ser este diferencial ($D_2 - D_2'$) la energía importada equivalente a un generador con un costo de operación más bajo. El precio baja de P_2 a P_2' . Este comportamiento se puede observar en la Figura 3-15.

El excedente del productor antes de la importación que era de $I_3 + I_4 + I_5$ pasa a ser I_5 , un área mucho menor. El excedente del consumidor que antes de la importación era de $I_1 + I_2$ se convertiría en $I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_8$. El beneficio social nacional del país importador que antes de la importación era de $I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5$ pasaría entonces a ser de $I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_8$. El aumento neto del beneficio social del país importador correspondiente a I_8 , se debe fundamentalmente a menores precios que tienen que pagar los consumidores del país importador.

En la Figura 3-16 se puede observar el desempeño integrado de ambos países, donde se evidencia que el beneficio social integrado de ambos países corresponde a $E_4 + E_8$ para el país exportador, con la metodología de asignación de las rentas de congestión vigente, e I_8 para el país importador. En global, el beneficio social neto integrado de ambos países es: $I_8 + E_4 + E_8$.

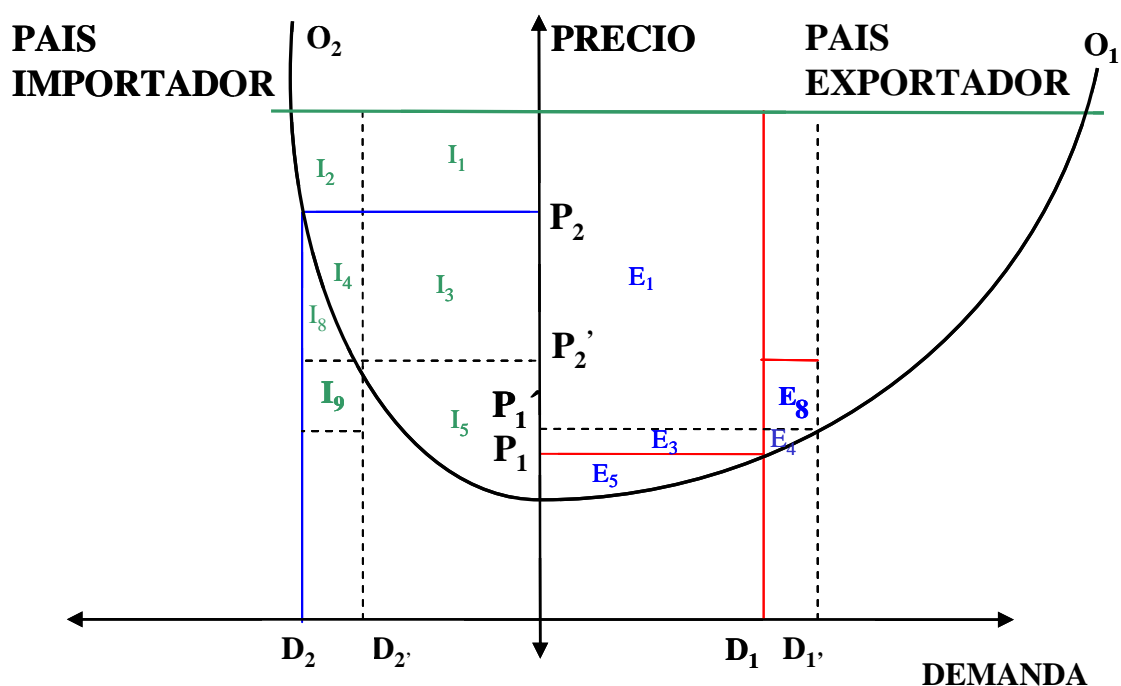


Figura 3-16: Curvas de oferta y demanda y efecto de las TIE en ambos países
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética – Colombia

4 RENTAS DE CONGESTIÓN

En este capítulo se presentarán varios conceptos técnicos que definan y muestren el manejo de las denominadas “Rentas de Congestión” en varios mercados internacionales de electricidad.

En el ámbito de la reglamentación Andina respecto de transacciones internacionales de electricidad y luego en el artículo 2 de la Regulación No. CONELEC-002/04 (*“Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad”*), se define a las Rentas de Congestión, en los siguientes términos:

“Rentas de congestión: Rentas Económicas originas por las diferencias de precios en los extremos de las líneas congestionadas, es decir, líneas que por limitaciones técnicas no pueden transmitir toda la potencia que fluiría considerando criterios económicos [3].”

Esta definición no alcanza a la realidad cuando se evalúan las transacciones internacionales entre los mercados de Ecuador y Colombia, pues en estos mercados se originan rentas debido a la diferencia estructural de los precios de ambos mercados independientemente de que la línea de transmisión binacional esté congestionada o no por limitaciones técnicas [8].

La definición antes mencionada será aplicable cuando se evolucione a un mercado integrado binacional en el cual existe una única referencia de precio para ambos países y los precios sean diferenciados en zonas separadas por vínculos de transmisión congestionados, mientras el mercado sea coordinado, existen dos referencias de precios, una para cada país los cuales no obedecen a la saturación física del vínculo internacional.

Para los mercados integrados, las Rentas de Congestión devengadas se corresponden con el diferencial de precios entre los extremos de un enlace -que aparece cuando hay congestión en dicho enlace- multiplicado por la capacidad de transporte del mismo.

Por otra parte, si no se produce congestión en el enlace internacional que vincula dichos mercados, las Rentas de Congestión toman el valor económico de las pérdidas en el enlace y si éstas se desprecian, valen cero. Es decir, ***en ausencia de congestión, el precio a ambos lados del enlace es el mismo (salvo pérdidas).***

Naturalmente para que dos mercados operen integrados se requiere un grado de armonización alto, que aún no se ha alcanzado en la Comunidad Andina (a pesar de estar emitida y en vigencia la Decisión 536). Este, por ejemplo, es el caso del Mercado Nórdico (NordPool), donde se establecen zonas de precios que se igualan si no hay congestión o la situación del sistema Norteamericano de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM) donde el nivel de congestión se establece a nivel nodal.

Cuando sólo hay coordinación, los precios a ambos lados de las interconexiones no necesariamente se igualan en ausencia de congestión en los enlaces, ya que el diferencial de precios, que multiplicado por el despacho del enlace da origen a las rentas en el mismo, corresponde a una renta económica que no obedece a la condición de saturación del vínculo de transmisión. Todo resulta como si alguien “se apropiara” de la interconexión y operara comprando barato en el mercado de bajo precio y vendiendo caro en el otro mercado [8].

La característica distintiva de estas rentas (que se suelen denominar “rentas de transmisión”) es que se producen aún en ausencia de congestión en el enlace, es decir, con el enlace despachado por debajo de su capacidad máxima de transporte.

En resumen, cuando los mercados operen integrados (a futuro) las Rentas de Congestión definidas según la Decisión 536 tendrán un enfoque adecuado, pero hoy pareciera que la definición de la Decisión no alcanza a la realidad.

El hecho que la llamada “Renta de Congestión” realmente resulte una renta por arbitraje de precios entre mercados tiene una implicación directa sobre su asignación ***ya que no se trata ya de una componente técnica del precio, sino una renta económica derivada de la transacción entre dos mercados.***

Si en cambio, se entiende que la llamada “Renta de Congestión” es en realidad una renta que no corresponde a una condición técnica, lo único que puede afirmarse con certeza es que dicha renta se obtendrá entre los extremos del enlace pero en cuanto a su asignación, la misma debería quedar librada netamente al acuerdo de partes ya que se trata de la renta resultante de una transacción comercial entre una parte que vende y otra que compra.

Cualquier opinión respecto de la forma de repartir estas rentas implicaría comparaciones subjetivas de utilidad entre los agentes y cualquiera pudiese discrepar sobre el método utilizado para realizar las comparaciones. En estas comparaciones de utilidad en la economía, a menudo se usa una función social del bienestar para describir las ponderaciones que aplicamos a la utilidad de cada agente con el fin de averiguar que es socialmente deseable. Cada función de bienestar puede relacionarse con un determinado punto de vista sobre equidad.

En tal sentido sería necesario establecer de forma clara la forma de asignación de estas rentas en la Decisión CAN 536, de tal forma de evitar tratos discriminatorios y abuso de posición dominante. En tal sentido el espíritu de este trabajo es proporcionar diferentes criterios a ser analizados dentro de las alternativas de asignación de estas rentas.

En todo caso, este trabajo aceptará (no dando validez al concepto sino a la forma en la cual se está aplicando) la definición de las rentas de congestión resumida como la diferencia en la valoración de la energía de la transacción internacional tal como se muestra en la Figura 4-1.

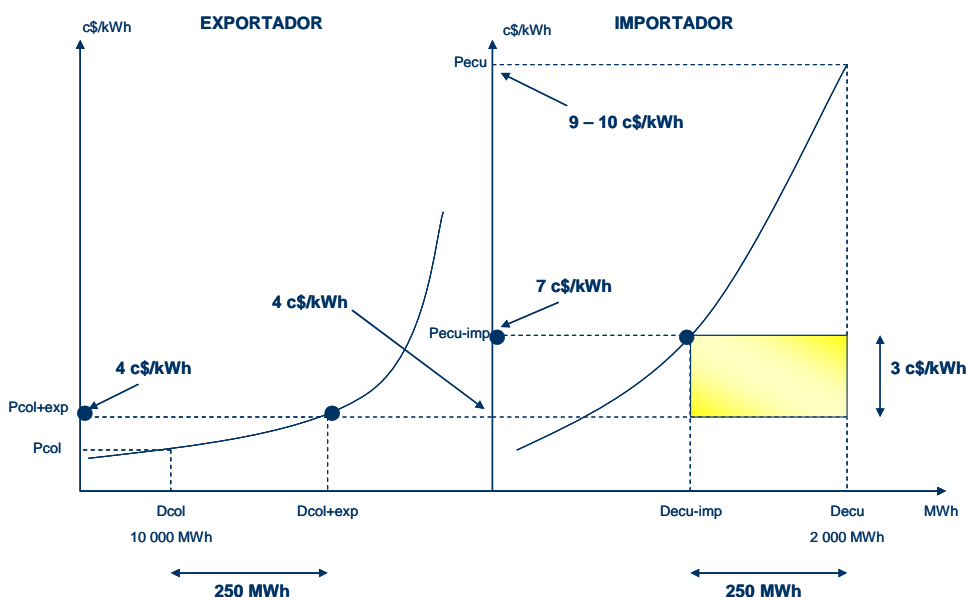


Figura 4-1: Concepto de rentas de Congestión

El área resaltada en color amarillo representa las rentas de congestión de la hora analizada en la cual el precio de equilibrio del mercado exportador es de 40 US\$/MWh mientras que el precio de equilibrio del mercado importador es de 30US\$/MWh. El mercado importador reconoce al exportador la energía a 70 US\$/MWh, mientras que el mercado exportador reconoce a sus generadores la energía a 40 US\$/MWh, esta diferencia de precios entre lo que recibe y lo que reconoce a sus generadores multiplicada por el volumen de energía exportada, queda en el mercado exportador como una renta derivada de la diferencia de precios entre ambos mercados.

La interconexión Colombia a Ecuador requirió una inversión de Ecuador de 21,7 millones de US\$ y de Colombia de 13,5 millones de US\$, con aproximadamente 78 km en Colombia y 135 km. en Ecuador. Transelectric S.A., la empresa de transmisión de Ecuador, asume el 100% del costo del tramo ecuatoriano de la interconexión con Colombia y el 36% de la parte colombiana a través de un convenio de pago (esto último representa aproximadamente 1 millón de US\$ anuales) [4].

El pago por parte de Transelectric S.A. de una parte de las instalaciones de Colombia de la interconexión es por 10 años, a partir del cual el mercado colombiano asume plenamente los costos totales de la línea de interconexión en su territorio. Cabe destacar que los pagos realizados por Transelectric S.A. a Colombia en 10 años cubren los costos de inversión del 36% del tramo colombiano de la interconexión. El acuerdo realizado de asignación de responsabilidades por los costos de la interconexión no es consistente con la metodología aplicada por las partes para asignar las rentas de congestión.

No hay consistencia entre las responsabilidades en asumir los costos de las inversiones necesarias para la interconexión y los beneficios asignados de las rentas de interconexión. Es así que la asignación de las responsabilidades de pago de los cargos fijos (pago de anualidad de la inversión y los costos de administración operación y mantenimiento de la línea de interconexión) es tal que Ecuador paga el 100% del tramo ecuatoriano de la interconexión con Colombia y el 36% de la parte Colombiana.

Con respecto al precio de la energía, Ecuador asume además las pérdidas de la transmisión y las rentas de congestión se asignan al exportador, que es fundamentalmente Colombia.

Si bien el trato es simétrico, es decir se le aplican las mismas reglas a Ecuador, el resultado muestra que existe una renta injustificable que responde a diferencias estructurales entre los mercados eléctricos de ambos países. A esto se debe agregar que Colombia asigna estos ingresos a subvencionar la demanda propia dejando más visible la inequidad de esta asignación.

4.1 CAPACIDAD DE LA INTERCONEXIÓN

4.1.1 ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA

En esta sección se presentarán los resultados de estudios eléctricos conjuntos realizados entre ISA – CND – (Colombia) y CENACE (Ecuador) con el objetivo de determinar los límites de transferencias de potencia por la Interconexión de 230 kV entre Colombia y Ecuador para diferentes condiciones topológicas, considerando la red completa de cada sistema y las indisponibilidades de mayor probabilidad de ocurrencia en el área de influencia, considerando las experiencias de los primeros meses de operación de la interconexión. Sobre la base de estos estudios se pudieron establecer los límites de transferencia desde Ecuador hacia Colombia y desde Colombia hacia Ecuador para distintas épocas del año y para cada banda horaria.

Para los estudios se aplicaron esquemas de separación de áreas a través de alguno de estos criterios:

- Baja Frecuencia en Jamondino y Pomasqui: 58.2 Hz, con retardo de tiempo de 500 ms.
- Sobrepotencia de envío Colombia a Ecuador: 380 MW con retardo de tiempo de 2 segundos.
- Sobrepotencia de envío Ecuador a Colombia: 250 MW con retardo de tiempo de 2 segundos.
- Bajo voltaje en Jamondino y Pomasqui: 0.8 p.u. de 220 kV (176 kV Fase – Fase condicionado a las tres fases) con retardo intencional de tiempo de 500 ms.
- Alto voltaje en Jamondino 12 % de 230 kV (257.6 kV- Fase - fase) y Pomasqui: 15 % de 220 kV (253 kV Fase – Fase).

La operación conjunta de los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia fue simulada y analizada para diferentes escenarios como son:

Escenarios Analizados para Transferencia Ecuador – Colombia

- Red completa del sistema ecuatoriano con tres y dos compensadores sincrónicos de la central Santa Rosa.
- Red actual del sistema ecuatoriano con indisponibilidad de un circuito Jamondino - Pomasqui a 230 kV.
- Red del sistema colombiano con indisponibilidad de los dos circuitos a 230 kV San Bernardino – Jamondino.
- Red actual del sistema ecuatoriano sin Agoyán (75 MW)
- Red completa del sistema ecuatoriano con indisponibilidad de un circuito de 230 kV Santa Rosa – Santo Domingo.
- Red del sistema ecuatoriano con indisponibilidad de dos circuitos Santa Rosa-Pomasqui.
- Red del sistema ecuatoriano con indisponibilidad de un circuito Santa Rosa-Pomasqui.

Escenarios Analizados para Transferencia Colombia – Ecuador

- Red completa del sistema colombiano con la línea Popayán - Río Mayo disponible.
- Red actual del sistema colombiano con indisponibilidad del circuito Popayán - Río Mayo.
- Red Actual del sistema colombiano con indisponibilidad de un circuito Jamondino - Pomasqui a 230 kV.

- Red del sistema colombiano con restricción en la conexión a 230 kV entre San Bernardino y el resto del sistema colombiano.
- Red del sistema colombiano con indisponibilidad de un circuito San Bernardino – Jamondino y el circuito Popayán - Río Mayo.
- Red del sistema ecuatoriano con indisponibilidad de dos circuitos Pomasqui -Santa Rosa.
- Red del sistema ecuatoriano con indisponibilidad de un circuito Pomasqui - Santa Rosa.

4.1.2 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Sobre la base de los estudios eléctricos realizados y de los análisis de los mismo se llegaron a determinar los límites de transferencia entre Ecuador y Colombia, los cuales se pueden resumir en las Tablas 4-1 y 4-2

Demanda	Condiciones normales	Condiciones de emergencia: Estiaje
Mínima	235 MW	250 MW
Media	235 MW	250 MW
Máxima	220 MW	220 MW

Tabla 4-1: Capacidad de Transferencia desde Colombia hacia Ecuador

Demanda	Condiciones normales
Mínima	180 MW
Media	160 MW
Máxima	100 MW

Tabla 4-2: Capacidad de Transferencia desde Ecuador hacia Colombia

4.2 TRATAMIENTO DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN EN DISTINTOS MERCADOS [2], [16]

En esta sección se muestran algunas formas de asignación de las rentas de congestión en distintos mercados interconectados. Se trata de experiencias que han sido implementadas o que están siendo propuestas por los Organismos Reguladores.

4.2.1 MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL ENTRE ESPAÑA-FRANCIA

En estos mercados, a través de estudios teóricos y sobre la base de información estadística, se han propuesto varias alternativas de asignación de las rentas de congestión, estas alternativas, siguiendo diferentes escuelas de la Teoría Económica del Bienestar (presentada a continuación en la sección 4.4) son:

- *Utilitarista*: Reparte las rentas de congestión en función de la utilidad que cada sistema obtiene de la interconexión. Una distribución de este tipo otorgaría el 50% de las rentas de congestión a cada país.
- *Igualitarista*: Este método procura repartir las rentas de congestión de tal forma que ambos países obtengan igualdad de beneficios, es decir la suma de otros beneficios más las rentas de congestión sea igual en ambos países. Este tipo de métodos requiere alta sensibilidad en la definición de los beneficios que percibe cada país. España 48% y Francia el 54%.
- *Asignación Conjunta*: Este criterio surge de los resultados obtenidos en las reparticiones anteriores, donde quedó demostrado que cuanto mayor sea la capacidad de interconexión mayores son los beneficios que tiene ambos países, la asignación de las rentas de congestión dan como resultado para España 76% y para Francia 24%.

- *Rawlsiana*: Bajo este concepto las rentas de congestión se reparten en mayor porcentaje al país que menos perspectivas de crecimiento tiene. Y da como resultado para España 100% y Francia 0%.

4.2.2 MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL CENTROAMERICANO

En este mercado se asignan los ingresos variables (congestión y pérdidas) al transportista para que los descuenta de su remuneración autorizada, es decir, de manera indirecta se asigna a aquellos países que deben asumir los cargos de transmisión reduciéndolos. En ese mercado se utilizan *Derechos Financieros de Transmisión* que facilitan la realización de contratos bilaterales, al reducir el riesgo de contratación por volatilidad de las rentas de congestión.

4.2.3 ARGENTINA

En 1993 cuando se establecieron las reglas de transmisión, se asignaron las rentas de congestión a reducir los cargos de transmisión, pero al poco tiempo de estar en aplicación las normas se produjeron incrementos de las rentas de congestión que hizo que se tuvieran cargos negativos en la transmisión. En ese momento (1994) se reanalizaron todas las variantes y se decidió crear un fondo de uso exclusivo para expansión de los sistemas de transmisión del corredor del cual provienen las rentas de congestión. Es de notar que la asignación de los cargos fijos de transmisión se realiza por uso y aquellos que usan el corredor son los que deben asumir la expansión de la transmisión.

Esto ha permitido reconocer cerca del 30% del costo de inversión de interconexiones de 1200 km en 500 kV. Expertos internacionales discutieron ampliamente esta asignación y acordaron que, si bien incentiva la construcción de nuevas líneas, puede facilitar la realización de líneas de interconexión no convenientes, es decir cuyo beneficio social sea negativo.

4.2.4 ESTADOS UNIDOS

Para reducir la existencia de volatilidad de precios debido a los precios nodales, es decir las rentas de congestión, en EEUU se propuso que los Organismos de Despacho dispongan de Derechos Financieros de Transmisión.

En general los Derechos Financieros de Congestión están disponibles por un término menor a un año y se los asignan a aquellos agentes que pagan el cargo de acceso o los cargos fijos de transmisión (inversión).

4.2.5 PAÍSES NÓRDICOS

Las rentas de congestión se asignan a pagar los costos de redespacho y la remuneración de las expansiones de transmisión o finalmente las tarifas de transporte. Se utilizan para reforzar la red e ir eliminando las congestiones.

4.2.6 NUEVA ZELANDA

El tema de las rentas de congestión en este país fue discutido muy extensamente.

En algunas publicaciones de este mercado se analiza quién debe ser el propietario de las rentas de congestión. Se menciona que desde un punto de vista económico y de diseño de mercado se debe definir: ¿Qué parte tiene legítimos derechos para reclamar las rentas, en el sentido que ellas son las rentas económicas que proceden de sus inversiones o actividades? ¿Qué parte está en mejor situación para utilizar y disponer de las rentas de manera de fomentar la eficiencia económica?

Es decir no le corresponde al transmisor, y concluye que son los usuarios que pagan los cargos fijos de transmisión los que están en mejor situación para utilizar y disponer de las rentas de congestión de manera de fomentar la eficiencia económica.

4.2.7 AUSTRALIA

Las rentas de congestión se las asigna al proveedor de servicios de transmisión y para reducir los cargos por uso de la transmisión.

4.2.8 IRLANDA

Este mercado implementó precios zonales y utiliza derechos financieros de transmisión para repartir la capacidad del vínculo.

La Comisión de Regulación de Energía de Irlanda CER, realizan periódicamente encuestas, a los agentes del mercado, relacionadas con: la asignación, utilización y tratamiento de las Rentas de Congestión.

Además la CER propone la creación de un fondo con las Rentas de Congestión y con los ingresos de la venta de los derechos financieros de transición, La CER sería la encargada de la asignación de los recursos entre los agentes del mercado.

Propone que los que recibirían los recursos de los fondos pudieran ser:

- Tenedores de derechos de transmisión
- Todos los participantes del mercado
- Operador de la red de transmisión, para reducir cargos por es uso de transmisión
- Inversiones en la red de transmisión.

Como se puede observar el tema de la repartición de las rentas de congestión a nivel mundial es de gran interés y es tema de mucho análisis para que su uso no sea inadecuado y aun menos imparcial.

Además las experiencias internacionales muestran que en la mayoría de los países la renta de la congestión se asigna a los responsables de los cargos de

transmisión o en aplicar los mismos para lograr la remuneración de las expansiones. No se ha observado un caso donde se exponga criterios similares a los adoptados en la interconexión Ecuador- Colombia.

4.3 TEORÍA ECONÓMICA DEL BIENESTAR [10]

La economía del bienestar, constituye una de las herramientas útiles para debatir las cuestiones normativas que rodean a la política económica relacionadas con la equidad y la eficiencia.

Mediante esta teoría es posible realizar diferentes y eficientes asignaciones de los bienes, a pesar de que se consideren unas asignaciones más justas que otras. Cada función de bienestar puede relacionarse con un determinado punto de vista sobre la equidad.

Las funciones sociales de bienestar utilizan distintos criterios de repartición de las rentas y pueden ser: ***Utilitarista, Igualitarista y Rawlsiana.***

4.3.1 ASIGNACIÓN UTILITARISTA

El criterio de la escuela utilitarista se basa en que el “todo” es mayor que la suma de las partes. De aquí que cada elemento individual no podrá lograr sus propósitos con independencia del “todo”. Para ello el interés general de la sociedad se mide por la suma de los intereses de cada integrante de la sociedad.

Cada integrante tiene la misma importancia en la sociedad y es por eso que se asigna la utilidad por igual de todos los integrantes, y por consiguiente, maximiza la utilidad total de todos los miembros de la sociedad.

Bajo este concepto las rentas de congestión tendrían que ser repartidas en partes iguales entre todos los mercados involucrados.

4.3.2 ASIGNACIÓN IGUALITARISTA

Bajo este criterio se propone que sean iguales los bienes percibidos por cada una de las partes, en este caso, los beneficios. De esta forma la suma de los beneficios más el monto de la renta asignada debe ser igual para todos los actores del mercado.

Bajo este concepto tienen que evaluarse todos los demás beneficios derivados del mercado, no únicamente las rentas, luego de aquello se realizan la repartición de las rentas de forma tal que los beneficios totales finales sean iguales entre todos los mercado involucrados.

4.3.3 ASIGNACIÓN RAWLSIANA

Este criterio pone énfasis en que una distribución igualitaria de los recursos puede eliminar el incentivo que tiene la mayoría de las personas productivas para esforzarse. Esta visión permite las desigualdades, si mejoran el bienestar de la persona peor situada en la sociedad. Según Rawls, la asignación más equitativa es la que maximiza la utilidad de la persona peor situada en la sociedad.

La perspectiva rawlsiana podría ser igualitarista e implicar una distribución igualitarista de los bienes entre todos los miembros de la sociedad, pero únicamente cuando sea complejo determinar la posición dominante de tal o cual actor en el mercado, de lo contrario se deberán identificar los actores con menor posición y otorgarles mayor asignación de las rentas.

Lo expuesto anteriormente nos da una idea de que no existe una verdad absoluta respecto de cómo ser equitativos en la asignación de un bien entre varios sujetos, pero nos proporciona alternativas de cuáles son los criterios económicos considerados cuando se enfrenta este tipo de problemas. De esta manera se podrán aplicar estos criterios económicos para tratar de repartir el monto generado en la renta de la congestión y evaluar los resultados que nos proporcionará de cara a tomar una posible solución para el reparto equitativo.

4.4 DISTINTAS ASIGNACIONES PARA REPARTICIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN

Considerando lo estudiado en las secciones anteriores, es decir: la experiencia internacional en repartición de rentas de congestión y algunas escuelas de la Teoría Económica del Bienestar, se pueden resumir los siguientes criterios distintos para utilizarlos en un replanteamiento del tema en las transacciones internacionales de electricidad con Colombia:

Los criterios se pueden resumir como sigue:

- 1 Repartición de las rentas de congestión **en función de la responsabilidad que cada país tiene respecto del pago de los costos fijos de inversión y los variables de operación y mantenimiento** de las instalaciones que posibilitan la interconexión.
- 2 Repartición de las rentas de congestión utilizando el criterio **Utilitarista**, esto es, repartiéndolas en un 50% para cada mercado.
- 3 Repartición de las rentas de congestión utilizando el criterio **Igualitarista**, esto es, repartiéndolas de tal forma que los beneficios que se derivan de las interconexiones sean iguales para cada país cuando se consideran inclusive las rentas de congestión.
- 4 Repartición de las rentas de congestión utilizando el criterio **Rawlsiano**, esto es, repartiéndolas de forma mayoritaria para el mercado con menor desarrollo. En este sentido el Acuerdo de Cartagena es claro al establecer la necesidad de mecanismos que permitan brindar tratos preferenciales a Ecuador y Bolivia.

4.5 ESTADÍSTICAS ECUADOR- COLOMBIA [2], [4], [16]

En esta sección se presentan datos estadísticos importantes respecto del desempeño técnico y económico de las transacciones internacionales de electricidad con Colombia desde marzo de 2003.

Volumen de Transacciones

Como se puede apreciar en la Tabla 4-3 desde marzo del 2003 hasta diciembre de 2006, Ecuador importó desde Colombia 6176,89 GWh mientras que exportó únicamente 119,02 GWh. Esto significó que más del 98% de las transacciones de energía fueron en el sentido desde Colombia hacia Ecuador.

Ecuador pagó a Colombia por la energía comprada US\$ 493,52 millones mientras que recibió por la energía vendida a ese país US\$ 3,78 millones. Las rentas de congestión que percibió Colombia fueron de US\$ 245,81 millones (representando el 51% de la facturación total) mientras que Ecuador percibió rentas de congestión por US\$ 7,54 millones. La repartición de las rentas de congestión ha sido del 97,02% para Colombia y 2,98% para Ecuador.

Fecha	Energía (GWh)		Valor (Millones de USD)			
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Rentas de Congestión	Reasignación a la Demanda de Ecuador
ene-06	161,07	0,02	12,34	0,001	4,74	0,21
feb-06	144,17	0,10	10,31	0,002	3,73	0,16
mar-06	142,75	0,01	10,51	0,000	4,57	0,19
abr-06	128,74	0,25	8,99	0,010	4,29	0,19
may-06	89,77	0,22	6,43	0,006	3,41	0,12
jun-06	116,47	0,03	7,78	0,002	4,13	0,17
jul-06	135,97	0,02	11,42	0,001	6,57	0,27
ago-06	136,79	0,03	11,96	0,003	6,81	0,27
sep-06	156,22	0,02	14,14	0,008	6,17	0,26
oct-06	148,32	0,01	13,56	0,008	4,36	0,18
nov-06	141,59	0,06	11,80	0,008	5,05	0,21
dic-06	106,80	0,05	7,12	0,004	2,79	0,20
Total 2003	1129,26	67,20	80,31	2,48	44,35	0,00
Total 2004	1681,09	34,97	135,11	0,74	76,83	1,93
Total 2005	1757,88	16,03	151,73	0,51	75,56	3,19
Total 2006	1608,66	0,82	126,37	0,05	56,62	2,43
Total Historia	6176,89	119,02	493,52	3,78	253,36	7,54

Tabla 4-3: Transacciones económicas, de energía y rentas de congestión

En la Figura 4-2 se puede observar el flujo de energía mes a mes desde y hacia Colombia. Como puede observarse, el flujo desde Colombia hacia Ecuador es dominante en todo el período desde el inicio de las transacciones.

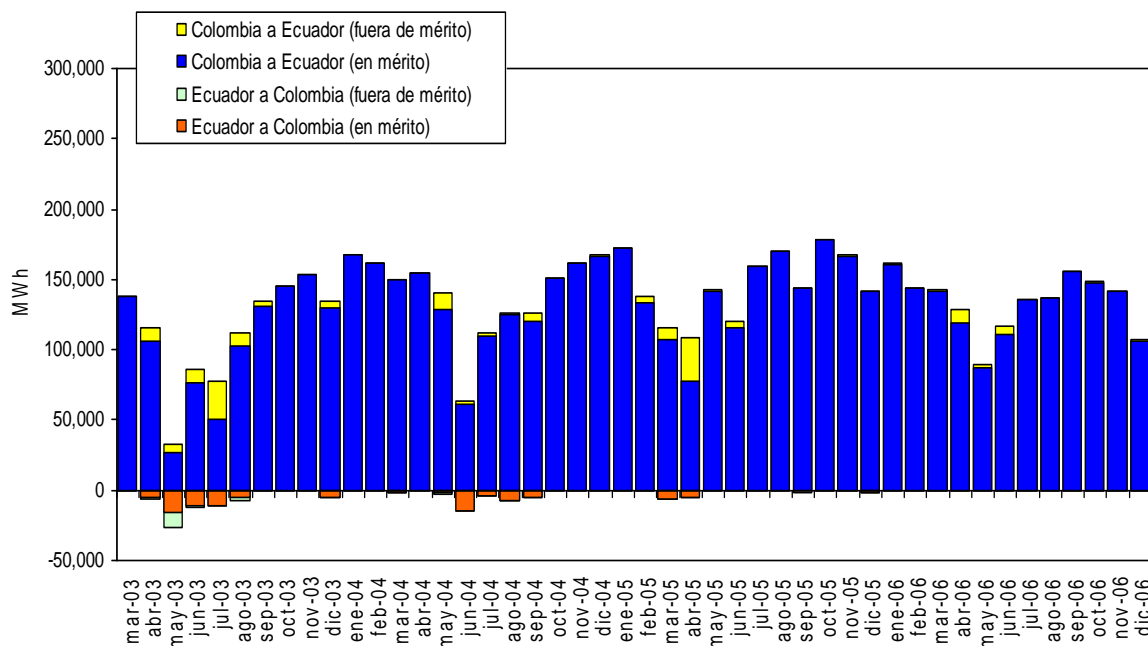


Figura 4-2: Transacciones de energía entre Ecuador y Colombia
Fuente: XM – Expertos en Mercados, Colombia

Precios de Oferta y Precios de Liquidación

En la Figura 4-3 se puede ver la evolución de los precios a los cuales oferta Colombia la energía tanto en el enlace de 138 kV (en color azul) como en 230 kV (en color rojo). En la misma Figura se puede observar la evolución de los precios a los cuales se reconoce la energía que viene de Colombia en el mercado ecuatoriano (en color gris). Las cifras están en pesos colombianos pero para dar una dimensión a la diferencia de precios, de donde provienen las rentas de congestión, ésta ha sido aproximadamente de 39,00 US\$/MWh en promedio en el período, que multiplicada por la energía importada (6 176 890,00 MWh) ocasionan aproximadamente los US\$ 250 millones de rentas de congestión.

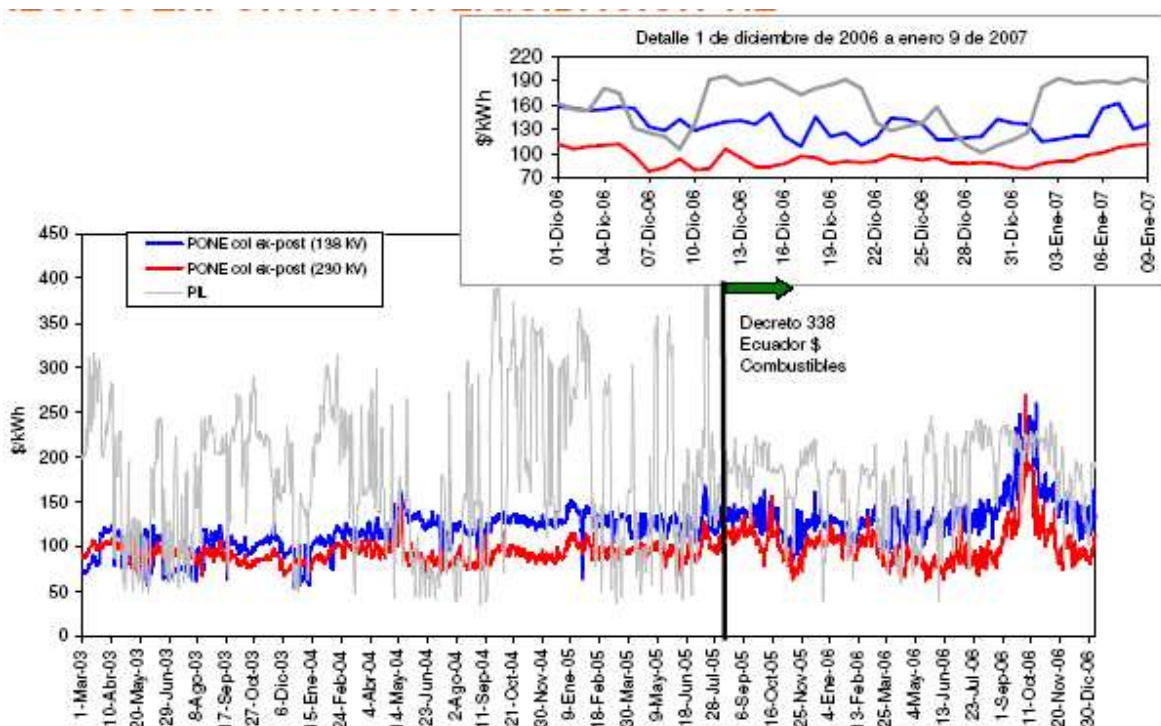


Figura 4-3: Precio de oferta y de liquidación de las TIE en el mercado colombiano
Fuente: XM – Expertos en Mercados, Colombia

Cabe destacar, tal como se ve en la Figura 4-3, que esta diferencia dejó de ser tan marcada desde la vigencia del Decreto Ejecutivo No. 338 a través del cual se modificaron los precios de los combustibles para el sector eléctrico ecuatoriano.

Sensibilidad en los precios de energía

Las transacciones internacionales de electricidad, tal como fue presentado en el capítulo 3, ocasionan variaciones en los precios de los mercados exportador e importador. En la Figura 4-4 se puede observar la sensibilidad que tuvieron las TIE en los costos marginales del mercado ecuatoriano, que por tratarse de un mercado netamente importador disminuyó sus precios debido a la activación de las TIE. La sensibilidad en los costos marginales es considerable (alrededor de 30 US\$/MWh en promedio), debido a la característica de la oferta de Ecuador que hace que la curva tenga un pendiente considerable.

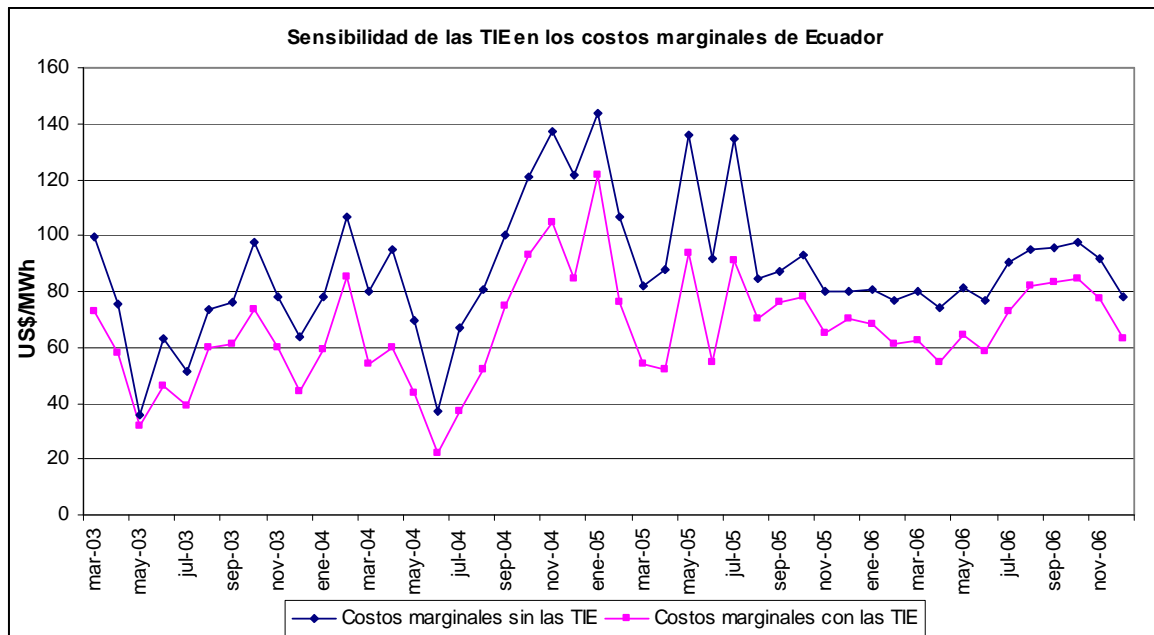


Figura 4-4: Evolución de los precios de mercado en el Ecuador con y sin las TIE

En la Figura 4-5 se muestra en cambio la sensibilidad de las TIE en los precios de bolsa del mercado colombiano. Como puede notarse, no existe sensibilidad considerable en el aumento del precio de bolsa debido a las exportaciones (alrededor de US\$/MWh 0,33 en promedio).

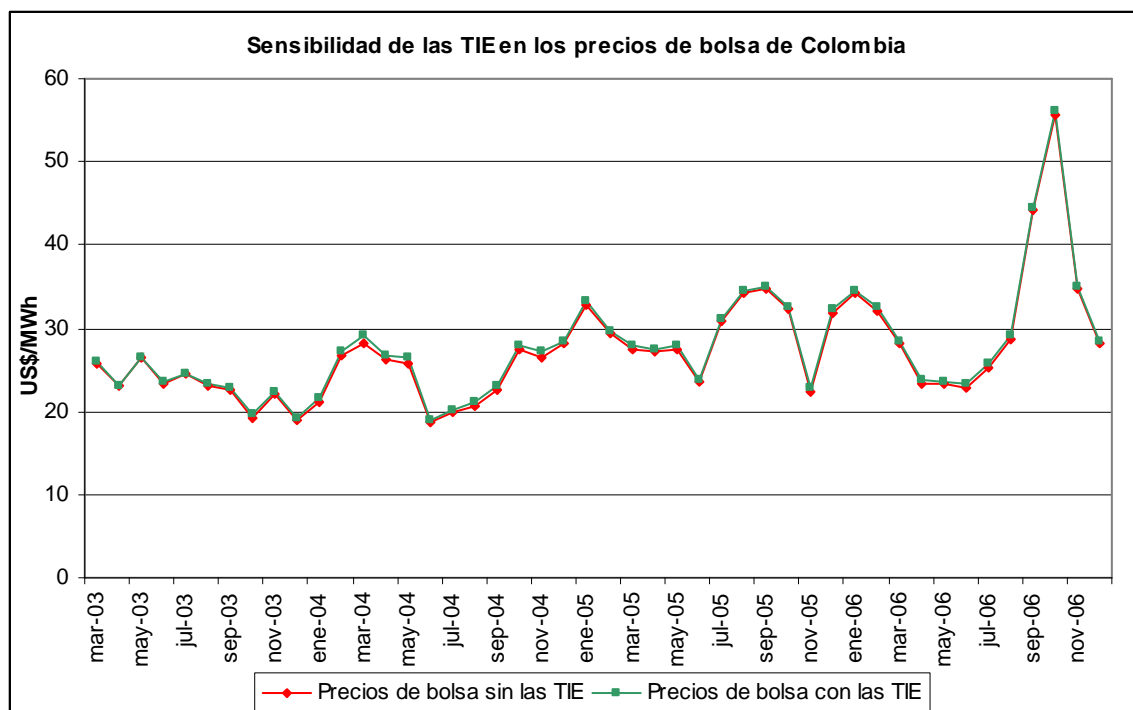


Figura 4-5: Evolución de los precios de bolsa en Colombia con y sin las TIE

Con mayor detalle se puede observar la sensibilidad de las TIE respecto de los precios de bolsa en Colombia en la Figura 4-6 para el mes de diciembre de 2006. Como se puede notar, existen diferencias máximas de 4,00 Col\$/kWh (1,81 US\$/MWh) y mínimas de 0,00 Col\$/kWh (0,00 US\$/MWh). Cabe destacar que estas diferencias de precios de bolsa con y sin las TIE para el mercado colombiano se han presentado en meses cercanos, en los cuales se ha manifestado que Colombia está llegando a un punto de su curva de oferta en el cual comienza a tener una pendiente un tanto más pronunciada.

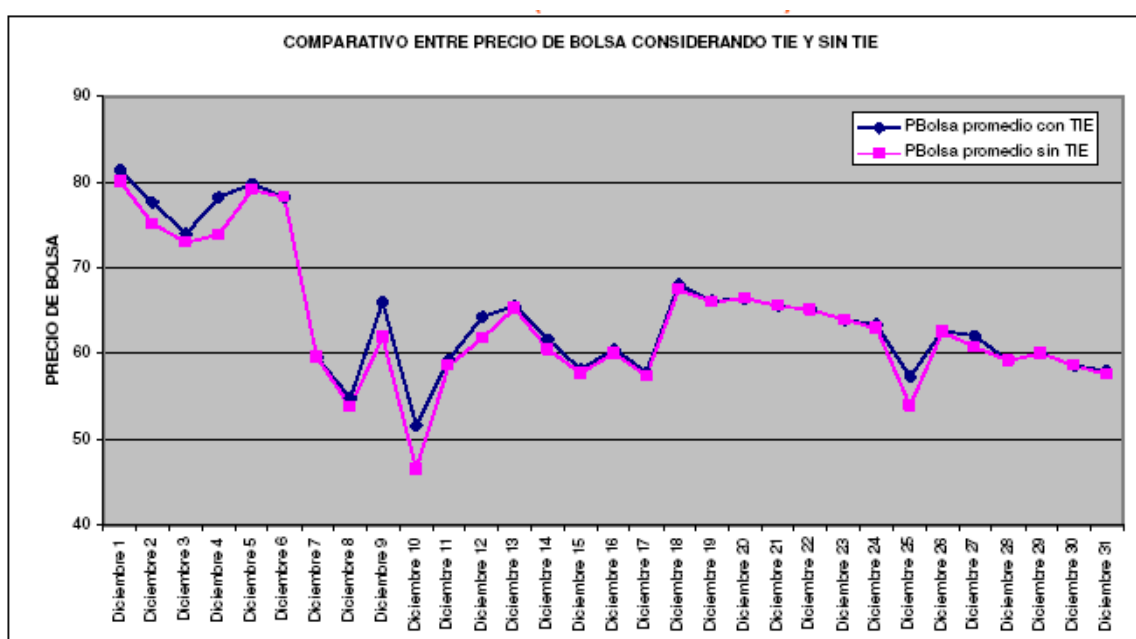


Figura 4-6: Precios de bolsa colombiano con y sin las TIE – Diciembre de 2006

Abastecimiento Energético

En la Figura 4-7 se muestra la composición energética del abastecimiento de la demanda mes a mes del Ecuador. Se muestra en color amarillo la producción interna de energía y en color celeste el abastecimiento proveniente de energía importada.

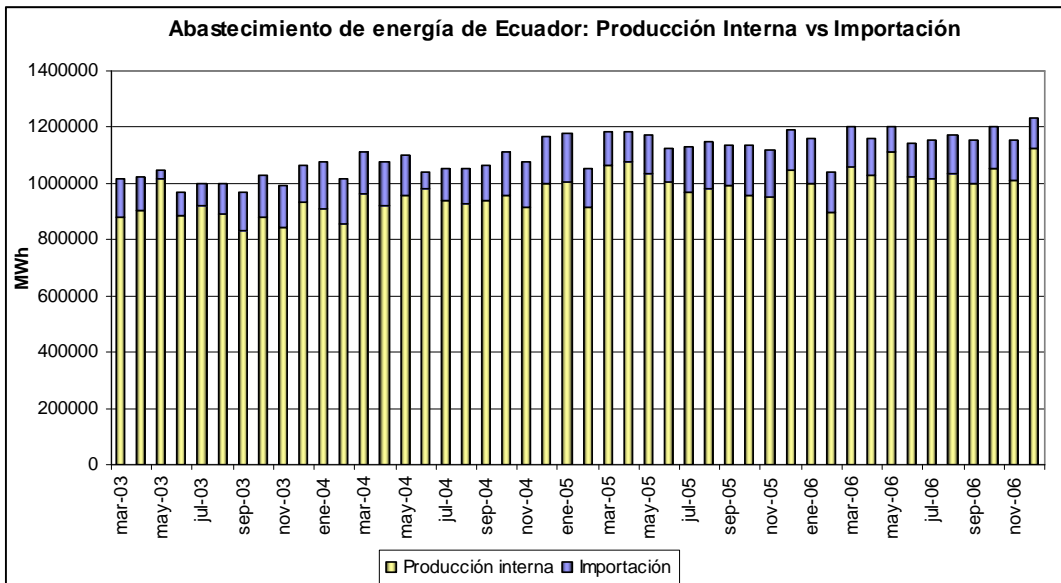


Figura 4-7: Composición del abastecimiento energético del mercado ecuatoriano

En la Figura 4-8 se pueden ver los porcentajes de energía abastecida desde la importación mes a mes. Como se puede observar, existen meses en los cuales la dependencia energética de la importación ha sido del orden del 16,00% y para el período analizado se ha mantenido una dependencia del 12,16%.

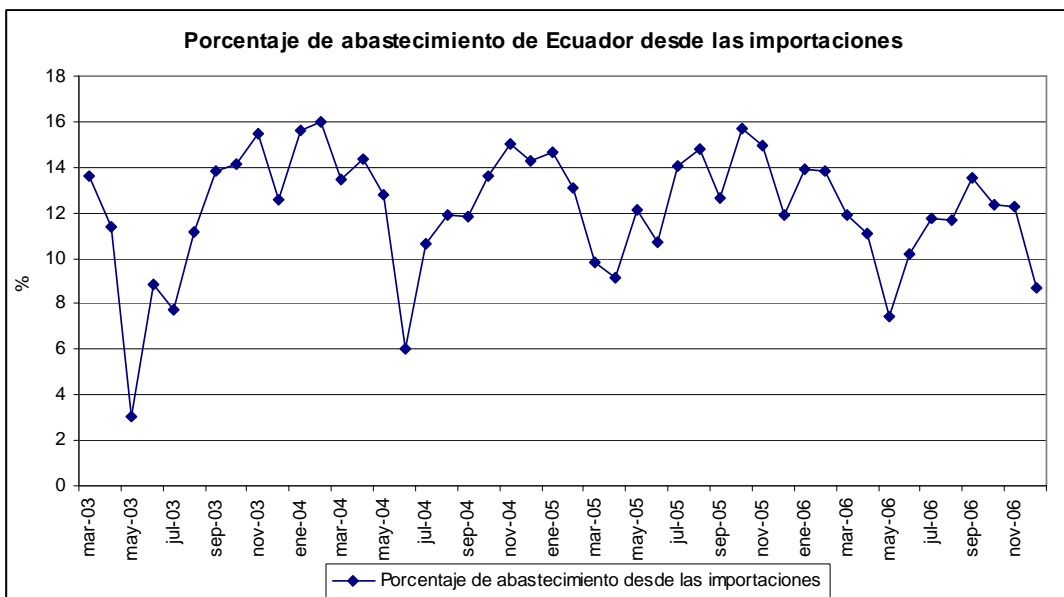


Figura 4-8: Porcentaje de abastecimiento de energía debido a la importación

5 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

En este capítulo se detallan cada una de las etapas realizadas en el análisis respecto de los beneficios y asignación de las rentas de congestión para la operación pasada y la proyectada de la interconexión entre Ecuador y Colombia.

En la Figura 5-1 se muestran las etapas seguidas para el análisis.

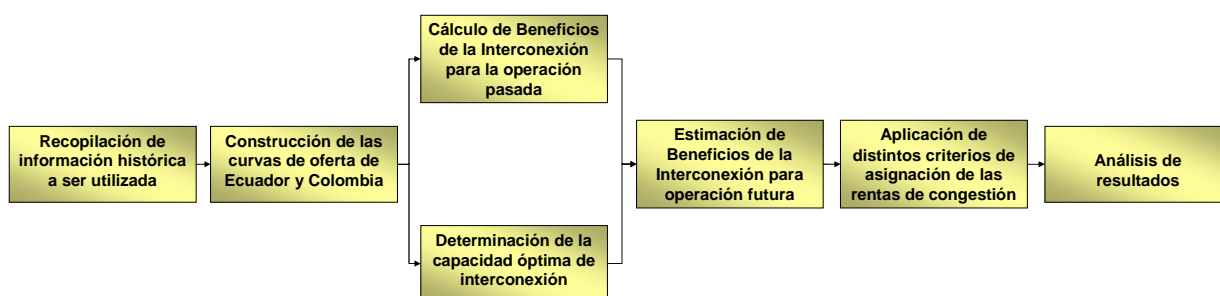


Figura 5-1: Etapas de la metodología de análisis

En las siguientes secciones se detallan con mayor grado las principales etapas del análisis. La principal información se la presentará en el Anexo A de este documento.

5.1 INFORMACIÓN UTILIZADA

Para las distintas etapas posteriores del análisis fue necesario recopilar la siguiente información histórica y de simulaciones de la operación a futuro:

- Energía importada y exportada por Ecuador a Colombia desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006.
- Montos liquidados por transacciones de electricidad entre Ecuador y Colombia desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006.
- Rentas de congestión recibidas por Ecuador y Colombia dentro del marco de las TIE desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006.

- Costos marginales horarios de Ecuador con y sin las TIE desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006.
- Precios de bolsa promedio mensuales de Colombia con y sin las TIE desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006.
- Demanda mensual de energía de Ecuador y Colombia desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006.
- Costos variables de producción de las unidades térmicas de generación de Ecuador.
- Potencias efectivas de las unidades térmicas de generación del Ecuador.
- Disponibilidad histórica de las unidades térmicas de generación del Ecuador.
- Producción energética térmica e hidráulica mensual de Ecuador y Colombia desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006.
- Precios de oferta y de liquidación hora a hora para las transacciones internacionales entre Ecuador y Colombia desde marzo de 2003 hasta diciembre de 2006.
- Proyección de la demanda mensual de energía considerando un escenario medio de crecimiento para Ecuador y Colombia desde enero de 2007 hasta diciembre de 2016.
- Proyección de los intercambios mensuales de energía entre Ecuador y Colombia desde enero de 2007 hasta diciembre de 2016.
- Proyección de los costos marginales promedio mensuales para el mercado ecuatoriano con y sin las TIE desde enero de 2007 hasta diciembre de 2016.
- Proyección de los precios de bolsa promedio mensuales para el mercado colombiano con y sin las TIE desde enero de 2007 hasta diciembre de 2016.
- Planes de expansión de la generación de Ecuador y Colombia considerando los horizontes analizados.

5.2 CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA DE OFERTA DE ECUADOR Y COLOMBIA

En esta sección se describirán los pasos seguidos para la construcción de las curvas de oferta de corto plazo para los mercados eléctricos de Ecuador y Colombia.

Estas curvas tratarán de reproducir el comportamiento de los precios e intercambios de la operación pasada de las TIE. De esta forma se podrán realizar análisis de sensibilidad variando la capacidad del enlace, de tal forma de determinar cual es la capacidad de transferencia que habría dado precios de bolsa en Colombia y costos marginales en Ecuador, iguales.

Los pasos seguidos para la construcción de las curvas de demanda son los siguientes:

- Se recopilaron datos de potencias efectivas, disponibilidad y costos variables de producción de las unidades térmicas del Ecuador.
- Se realiza un ordenamiento de menor a mayor costo variable de producción acumulando la potencia efectiva de cada unidad considerando la disponibilidad en períodos estacionales.
- Para la generación hidráulica, se considera la producción histórica promedio estacional, es decir se tendrá una característica hidráulica para cada época del año (seca y lluviosa).
- De esta forma se obtiene una curva de precio en función de la energía producida que reproduce costos marginales similares a los históricos para cada nivel de demanda.
- Se realiza una aproximación polinomial de cuarto orden para la curva obtenida para cada año y para cada época.
- Con el polinomio encontrado se podrán simular las variaciones de los precios en el mercado ecuatoriano en función del aumento o disminución de la producción interna debido a la interconexión internacional.

- Se consideró también la variación de los costos variables de producción en los generadores ecuatorianos debido a la entrada en vigencia del Decreto Ejecutivo No. 338 a partir de agosto de 2005.
- Para el caso de la curva de oferta del mercado colombiano, por tratarse de un mercado de precios, se utilizó la curva de oferta promedio mensual que es publicada por XM – Expertos en Mercados (Operador del Mercado Colombiano).
- Para realizar los análisis de sensibilidad en la variación de los precios de bolsa, se aproximó la curva de oferta a través de un polinomio de orden cuatro.

5.3 HORIZONTES DE CÁLCULO

Para el cálculo de los beneficios y asignación de las rentas de congestión se plantearon los siguientes horizontes de tiempo:

- *Estadística de Operación Histórica:* Se consideró el período marzo de 2003 – diciembre de 2006, por contarse con información completa de ambos mercados en ese período.
- *Proyección de Operación Futura:* El análisis se lo realizó para un horizonte de 10 años desde enero de 2007 hasta diciembre de 2016. Período en el cual se podrá ver la influencia en las TIE de algunos proyectos importantes de generación en el Ecuador.

5.4 DETERMINACIÓN DE BENEFICIOS DE LA INTERCONEXIÓN

Los beneficios que se derivan del cálculo de los excedentes de los productores y consumidores de los mercados exportador e importador se determinaron a través de las áreas mostradas en las Figuras 3-11, 3-12 y 3-13. Las expresiones para el cálculo de las respectivas áreas son las siguientes (considerando la misma nomenclatura que en las Figuras):

- Aumento del excedente del productor del mercado exportador:

$$AEP_{\text{exp}} = \frac{1}{2}(D1 + D1') * (P1' - P1) \quad (5.1)$$

- Pérdida del excedente del consumidor del mercado exportador:

$$PEC_{\text{exp}} = D1 * (P1' - P1) \quad (5.2)$$

- Rentas de congestión para el mercado exportador:

$$RC_{\text{exp}} = (D1' - D1) * (P2' - P1') \quad (5.3)$$

- Aumento del excedente del consumidor del mercado importador:

$$AEC_{\text{imp}} = D2 * (P2 - P2') \quad (5.4)$$

- Pérdida del excedente del productor del mercado importador:

$$PEP_{\text{imp}} = \frac{1}{2}(P2 - P2') * (D2' + D2) \quad (5.5)$$

El cálculo de las áreas se realizó con definición mensual para la información estadística y los beneficios netos para cada mercado se determinaron de la siguiente forma:

- Beneficio Neto para el Exportador:

$$BN_{\text{exp}} = AEP_{\text{exp}} - PEC_{\text{exp}} + RC_{\text{exp}} \quad (5.6)$$

- Beneficio Neto para el Importador:

$$BN_{imp} = AEC_{imp} - PEP_{imp} \quad (5.7)$$

5.5 ESTIMACIÓN DE BENEFICIOS A FUTURO

Para la estimación de beneficios a futuro se consideraron las simulaciones de largo plazo que se realizaron dentro del marco del Grupo de Trabajo para Análisis de las TIE entre CONELEC y CENACE, grupo del cual participó la autora a través del proyecto de investigación.

Para las simulaciones realizadas en el programa SDDP en la Dirección de Planeamiento del CENACE, se consideraron entre las principales premisas, las siguientes:

- Se consideró el plan de expansión mostrado en la Tabla 5-1, por tratarse del plan que está siendo promocionado por el Ministerio de Energía y Minas del Ecuador.

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACION CASO: CON COLOMBIA, PRECIOS COMBUSTIBLES DECRETO EJECUTIVO ESCENARIO DEMANDA MEDIO					
AÑO DE OPERACIÓN	TIPO DE PLANTA	PROYECTO	POTENCIA (MW)	ENERGIA (GWh/año)	OBSERVACIONES
ene-07	H	SAN FRANCISCO	212	1455	En Construcción
	T	POWER BARGE II	50	252	Con Contrato
ene-08	H	ABANICO 2	22,5	179	Con Contrato
	I	INTERCON-CO2	250	1971	En Construcción
ene-09	H	TOPO	22	176	Con Contrato
	H	OCANA	26	208	Con Contrato
	T	MACHALA POWER 2	95	666	Con Contrato
	T	E. D. SIERRA	-28,7		Retiro
ene-10	T	E. D. COSTA	-83,1		Retiro
	H	SABANILLA	30	229	Modelación SUPER-OLADE
	H	MAZAR	190	904	En Construcción
	H	SIGCHOS	18	132	Con Contrato
ene-11	H	PILALO 3	10,8	73	Con Contrato
	H	CHESPI	167	1072	Modelación SUPER
ene-11	T	MACHALA POWER 3	87	610	Con Contrato
ene-12	H	SOPLADORA	312	2252	Modelación SUPER-OLADE
ene-13	H	COCA CODO	1500	2977	Modelación SUPER-OLADE
ene-16	H	DELSI-TANISAGUA	105	820	Modelación SUPER-OLADE

Tabla 5-1: Plan de expansión utilizado para simulaciones de largo plazo

- Se consideró una proyección de la demanda de energía de Ecuador y Colombia con un escenario medio de crecimiento.

- Se consideraron los precios de los combustibles para el sector eléctrico ecuatoriano fijados a través del Decreto Ejecutivo No. 338.
- Se consideró un horizonte de tiempo para las simulaciones de 10 años a partir de enero de 2007.
- Se consideró la ampliación de la interconexión con Colombia a 500 MW desde inicios de 2008.
- Se consideraron las salidas de algunas unidades de generación pertenecientes a las Empresas de Distribución debido a su obsolescencia.
- Para las simulaciones se consideraron los escenarios de operación autónoma e interconectada de los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia.

Resultados de las simulaciones

Los resultados de las simulaciones que fueron utilizados para la determinación de beneficios son los siguientes:

- Costos marginales de Ecuador para cada bloque de demanda mensual con y sin las TIE, para 50 escenarios hidrológicos.
- Precios de bolsa de Colombia para cada bloque de demanda mensual con y sin las TIE, para 50 escenarios hidrológicos.
- Intercambio de energía desde Ecuador hacia Colombia para cada bloque de demanda mensual, para 50 escenarios hidrológicos.
- Intercambio de energía desde Colombia hacia Ecuador para cada bloque de demanda mensual, para 50 escenarios hidrológicos.

Cálculo de Áreas para Determinación de Beneficios

Con los resultados de las simulaciones de largo plazo se procedieron a determinar, para cada bloque de demanda mensual y para cada escenario hidrológico, las áreas determinadas en las Figuras 3-11, 3-12 y 3-13. Con aquellas áreas es posible determinar los beneficios de los productores, consumidores, netos y rentas de congestión para cada bloque de demanda.

Los beneficios totales para el horizonte de tiempo considerado se determinaron considerando las áreas en condición de exportador y las áreas en condición de importador para cada bloque de demanda mensual y del promedio de los 50 escenarios hidrológicos.

5.6 APLICACIÓN DE DISTINTOS CRITERIOS PARA REPARTICIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN

En esta etapa se realizó la repartición de las rentas de congestión siguiendo los criterios: utilitarista, igualitarista y rawlsiano, tanto para la operación pasada como para la proyección de la operación a futuro sobre la base de los siguientes fundamentos:

- *Utilitarista:* Se reparten las rentas de congestión al 50% para cada mercado independientemente de la condición de exportador o importador.
- *Igualitarista:* Se reparten las rentas de congestión de tal forma que los beneficios netos totales (incluyendo rentas de congestión) sean iguales para ambos mercados.
- *Rawlsiano:* En este trabajo no se puso énfasis en determinar cuál de los dos países tiene menor posibilidad de desarrollo sino que se consideraron las diferencias estructurales de ambos mercados eléctricos, que colocan claramente en desventaja al mercado ecuatoriano, desventaja que no podrá eliminarse aún otorgándole el 100% de las rentas de congestión.

Además se ha considerado lo expuesto en el Acuerdo de Cartagena de otorgar tratos preferenciales a Ecuador y Bolivia. De esta forma, bajo este criterio se asignan el 100% de las rentas de congestión a Ecuador independientemente de la condición de exportador o importador.

6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 ANÁLISIS DE BENEFICIOS PASADOS

Sobre la base de la información histórica de casi 4 años de operación de las transacciones entre Ecuador y Colombia, y utilizando la metodología descrita en el Capítulo 3 de este proyecto de titulación, en la que se valora el excedente del productor, del consumidor y la renta de congestión, se ha llegado a determinar el beneficio total para Ecuador y Colombia, cuyo resumen, a nivel anual, se presenta en las Tablas 6-1 y 6-2 respectivamente.

	Beneficio Demanda Ecuador	Perjuicio para Oferta Ecuador	Beneficio Neto Ecuador	Rentas de Congestión Ecuador	BENEFICIO TOTAL ECUADOR
AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2003	167.774.063 \$	157.541.733 \$	10.232.330 \$	0 \$	10.232.330 \$
2004	350.001.739 \$	326.882.356 \$	23.119.383 \$	1.930.000 \$	25.049.383 \$
2005	347.406.680 \$	325.928.304 \$	21.478.375 \$	3.186.408 \$	24.664.783 \$
2006	214.629.341 \$	202.407.431 \$	12.221.909 \$	2.428.081 \$	14.649.990 \$
TOTAL	1.079.811.822 \$	1.012.759.825 \$	67.051.998 \$	7.544.488 \$	74.596.486 \$

Tabla 6-1: Beneficios para Ecuador de la operación pasada

	Perjuicio Demanda Colombia	Beneficio para Oferta Colombia	Beneficio Neto Colombia	Rentas de Congestión Colombia	BENEFICIO TOTAL COLOMBIA
AÑO	USD	USD	USD	USD	USD
2003	8.503.163 \$	8.643.418 \$	140.255 \$	44.950.000 \$	45.090.255 \$
2004	19.755.745 \$	20.110.004 \$	354.259 \$	77.810.000 \$	78.164.259 \$
2005	16.073.907 \$	16.363.956 \$	290.049 \$	75.610.000 \$	75.900.049 \$
2006	16.768.828 \$	17.034.257 \$	265.429 \$	54.187.183 \$	54.452.612 \$
TOTAL	61.101.643 \$	62.151.634 \$	1.049.992 \$	252.557.183 \$	253.607.175 \$

Tabla 6-2: Beneficios para Colombia de la operación pasada

Para el caso del Ecuador (sistema importador), el incremento del excedente del consumidor es superior al decremento del excedente del productor, razón por la que el beneficio neto, que corresponde aproximadamente a 67 millones de US\$, es para la demanda. Adicionalmente, por las importaciones del Ecuador, recibe parte de las rentas de congestión, cuyo valor es de 7,5 millones de US\$.

Los dos rubros comentados, dan un gran total de beneficio para el Ecuador de 74,5 millones de US\$, en los casi cuatro años de operación de las TIE. En

promedio, de forma anual, el beneficio para el Ecuador sería de aproximadamente 18,6 millones de US\$.

El mercado colombiano (sistema exportador), presenta una situación inversa en cuanto a quien es el propietario del beneficio neto. El incremento del excedente del productor es mayor que el decremento del excedente del consumidor, en tal sentido, el beneficio neto es para el productor y corresponde a 1 millón de US\$ aproximadamente. Además, por el esquema comercial implementado, casi el 100% de la rentas de congestión corresponden al sistema exportador, y esto equivale a 252,5 millones de US\$.

Esto da como resultado que el beneficio total del mercado colombiano es de 253,5 millones de US\$, lo que equivale a 63,3 millones de beneficio neto anual, aproximadamente.

Si se realiza una comparación anual de los beneficios totales de Ecuador y Colombia, este último ha tenido un beneficio mayor en 3,4 veces al del Ecuador. Con un desglose anual, en la Figura 6-1 se presentan los beneficios totales de Ecuador y Colombia. Nótese que los beneficios siempre han sido mayores para Colombia hasta en 4,4 veces los beneficios totales de Ecuador.

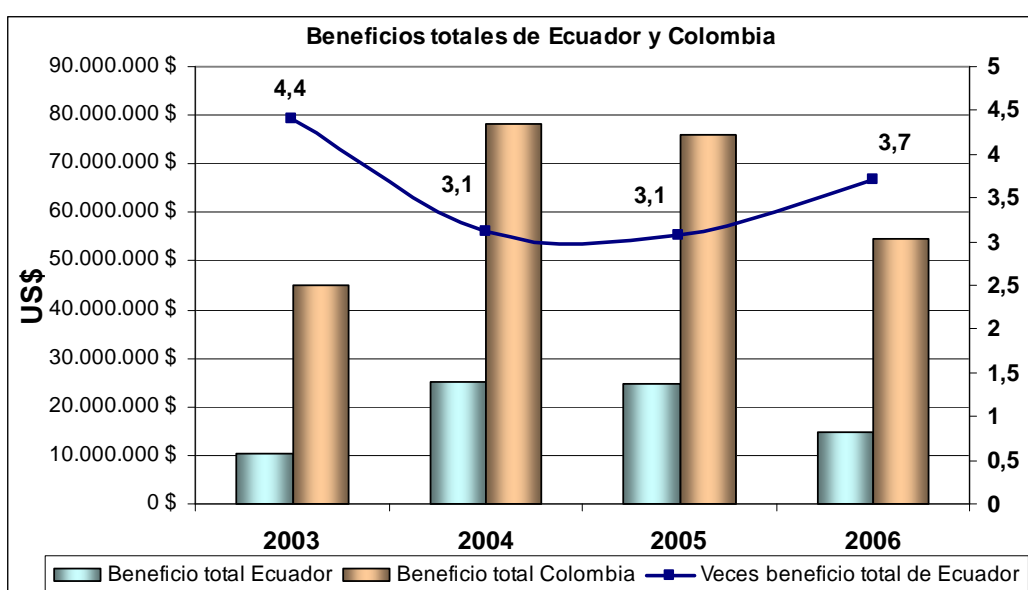


Figura 6-1: Beneficios totales para Ecuador y Colombia de la operación pasada

La diferencia entre los beneficios de Ecuador y Colombia, que da como resultado una diferencia de 3,4 veces en promedio a favor del mercado colombiano, radica principalmente en las rentas de congestión, que actualmente equivale aproximadamente al 50% de la facturación realizada por Colombia (casi 500 millones de US\$ en los cuatro años). En la Figura 6-2 se presenta, con resolución anual, las rentas de congestión para los dos países, evidenciando que en promedio, el 97% corresponden al mercado colombiano.

En el año 2003, las rentas de congestión fueron en su totalidad para Colombia porque no se consideraba a la demanda de Ecuador en la asignación de las rentas en el mercado colombiano. Esto se solucionó desde agosto de 2004 debido a un reclamo realizado por Ecuador al mercado colombiano.

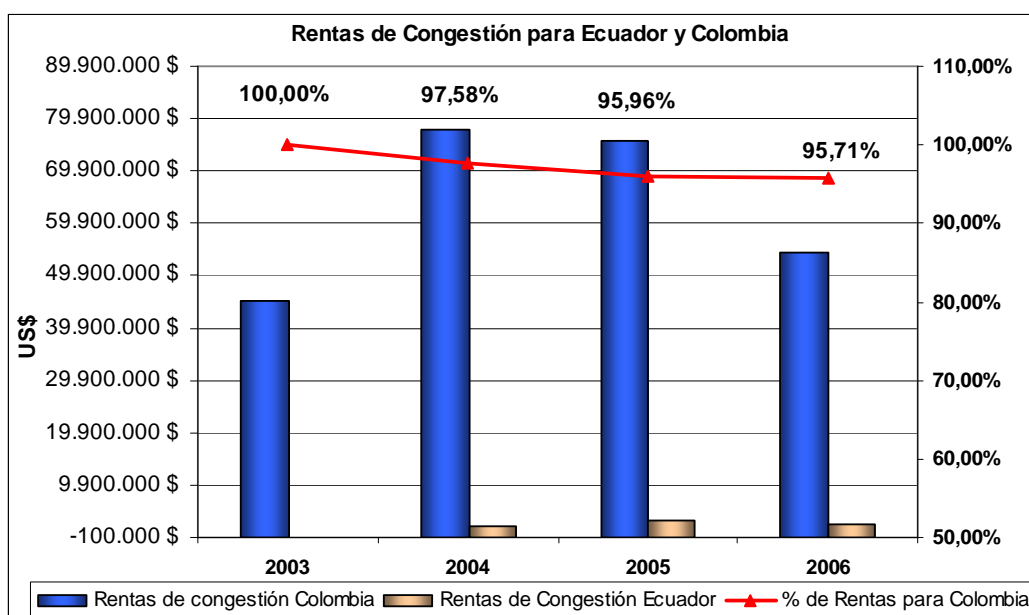


Figura 6-2: Rentas de congestión para Ecuador y Colombia de la operación pasada

6.1.1 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD ÓPTIMA DEL ENLACE

Utilizando las curvas de oferta construidas para Ecuador y Colombia, se pudo establecer cuál podría haber sido la capacidad de transferencia desde el inicio de las transacciones para que los costos marginales de Ecuador y los precios de bolsa de Colombia sean similares.

Este resultado brinda una señal clara de la generación eficiente que era necesario instalar en el Ecuador para tener mejores resultados derivados de las TIE con Colombia desde marzo de 2003.

Esta capacidad óptima de transferencia corresponde a 755 MW y da como resultado el comportamiento de los precios de ambos mercados como se muestran en la Figura 6-3.

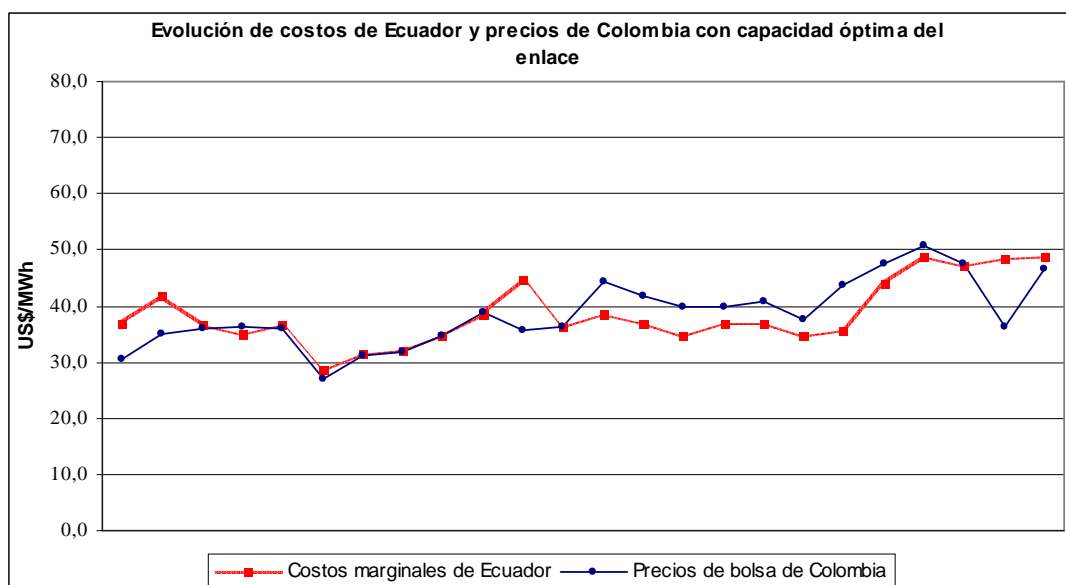


Figura 6-3: Evolución de costos de mercado ecuatoriano y precios de bolsa colombiano considerando capacidad óptima del enlace

Si la capacidad hubiese sido de 755 MW, se hubieran obtenido precios similares en ambos mercados y en promedio habrían sido de 38,6 US\$/MWh para Ecuador y Colombia. Una forma adecuada de apropiarse de parte de las rentas de congestión hubiese sido la instalación de 755 MW de generación eficiente en el Ecuador.

6.2 ANÁLISIS DE BENEFICIOS FUTUROS

En la Figura 6-4 se pueden apreciar los costos marginales de Ecuador y los precios de bolsa de Colombia con y sin las TIE para el escenario que considera el proyecto Coca Codo Sinclair de 1500 MW. Nótese la caída significativa de los costos marginales de Ecuador debido a la entrada de este proyecto en el 2013.

Nótese también que la influencia de las TIE en los precios de bolsa colombiano es mucho menos significativa que en el Ecuador, esto se debe a la característica de la curva de oferta colombiana y a que la exportación representa un porcentaje pequeño comparado con la demanda total colombiana.

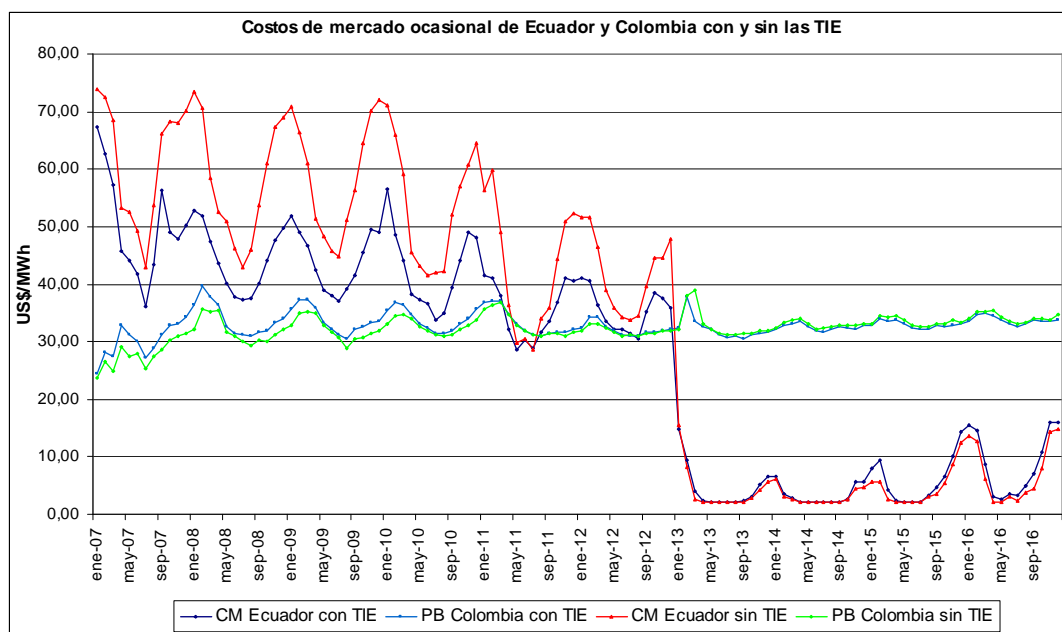


Figura 6-4: Costos marginales de Ecuador y precios de Bolsa de Colombia

En la Figura 6-5 se presentan los intercambios mensuales de energía entre Ecuador y Colombia, nótese que la posición netamente importadora de Ecuador dura hasta el 2012 con una característica estacional. A partir de 2011, con el ingreso de Sopladora disminuyen los intercambios desde Colombia hacia Ecuador y aumentan los intercambios en el sentido inverso. Pero es a partir de 2013, con el ingreso de Coca Codo Sinclair de 1500 MW, que la posición de Ecuador pasa a ser de exportador con una característica casi constante todos los meses (no estacional).

Es necesario puntualizar que los costos marginales de Ecuador mostrador en la Figura 6-4, corresponde a los costos marginales de corto plazo, es decir, no muestran los costos fijos de inversión que fueron necesarios para bajar los costos de producción hasta los niveles indicados. Cuando se consideren estos costos

fijos (en los costos marginales de largo plazo), los niveles de precios en el mercado ecuatoriano y, por lo tanto para la oferta de exportación a Colombia, serán mayores que los indicados.

El flujo de Ecuador hacia Colombia está restringido debido a límites de transferencia en la red de transmisión debido a criterios de seguridad.

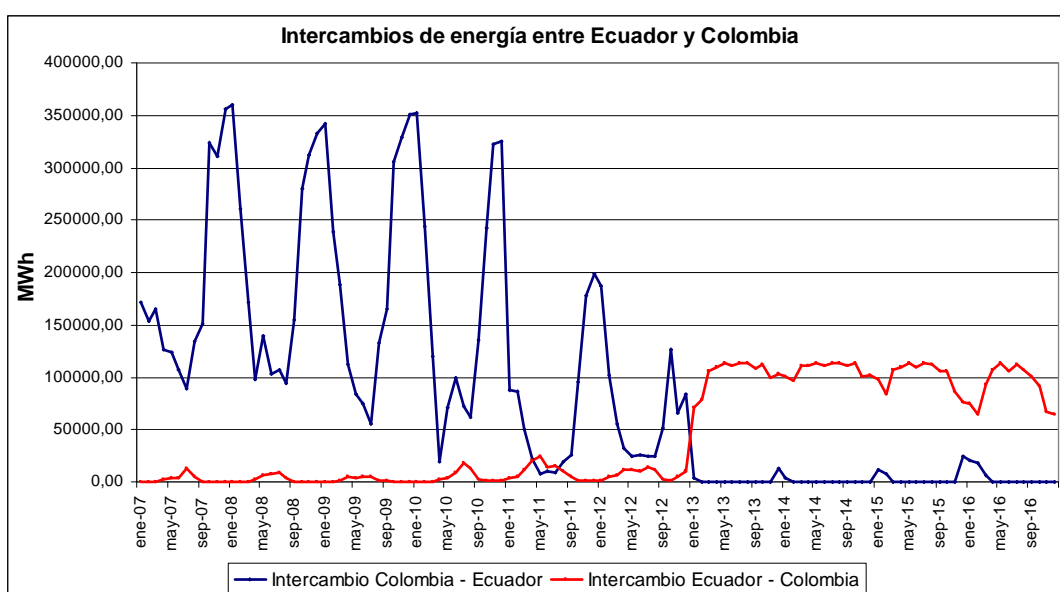


Figura 6-5: Intercambios de energía entre Ecuador y Colombia

En la Tabla 6-3 se muestran los beneficios totales anuales de Ecuador y Colombia, que se derivan de las TIE. Se muestra el beneficio anual para cada país tanto en condición de exportador (beneficio neto + rentas de congestión) como en condición de importador (beneficio neto). Los beneficios totales para el período son de 247 millones de US\$ para Ecuador y 172 millones US\$ para Colombia.

	ECUADOR			COLOMBIA		
	Como Exportador	Como Importador	TOTAL	Como Exportador	Como Importador	TOTAL
2007	595.586,2 \$	16.709.265,0 \$	17.304.851,2 \$	50.078.036,2 \$	2.395,7 \$	50.080.431,8 \$
2008	632.473,3 \$	22.968.664,8 \$	23.601.138,1 \$	35.614.260,6 \$	2.174,2 \$	35.616.434,8 \$
2009	389.631,3 \$	24.134.828,5 \$	24.524.459,8 \$	35.547.963,5 \$	1.585,6 \$	35.549.549,1 \$
2010	1.213.060,9 \$	16.704.720,4 \$	17.917.781,3 \$	31.436.795,7 \$	6.448,4 \$	31.443.244,1 \$
2011	2.395.038,7 \$	6.596.371,9 \$	8.991.410,7 \$	8.051.891,8 \$	15.248,4 \$	8.067.140,1 \$
2012	1.948.038,6 \$	6.887.806,8 \$	8.835.845,5 \$	8.195.386,1 \$	8.289,6 \$	8.203.675,7 \$
2013	36.875.471,7 \$	71.964,5 \$	36.947.436,2 \$	160.540,0 \$	674.773,8 \$	835.313,8 \$
2014	39.104.692,4 \$	1.840,5 \$	39.106.533,0 \$	36.582,6 \$	401.833,3 \$	438.415,9 \$
2015	36.402.554,3 \$	133.189,3 \$	36.535.743,6 \$	511.021,7 \$	402.206,9 \$	913.228,6 \$
2016	33.055.550,1 \$	408.231,1 \$	33.463.781,2 \$	530.484,0 \$	368.049,5 \$	898.533,5 \$
TOTAL	152.612.097,6 \$	94.616.883,0 \$	247.228.980,6 \$	170.162.962,1 \$	1.883.005,3 \$	172.045.967,4 \$

Tabla 6-3: Beneficios totales de Ecuador y Colombia

En la Figura 6-6 se puede notar que los beneficios totales son mayores para Colombia en el inicio del período de análisis, se equilibran con la entrada del proyecto Sopladora en el 2011 y son mayores para Ecuador desde la entrada del proyecto Coca Codo Sinclair 1500 MW en el 2013.

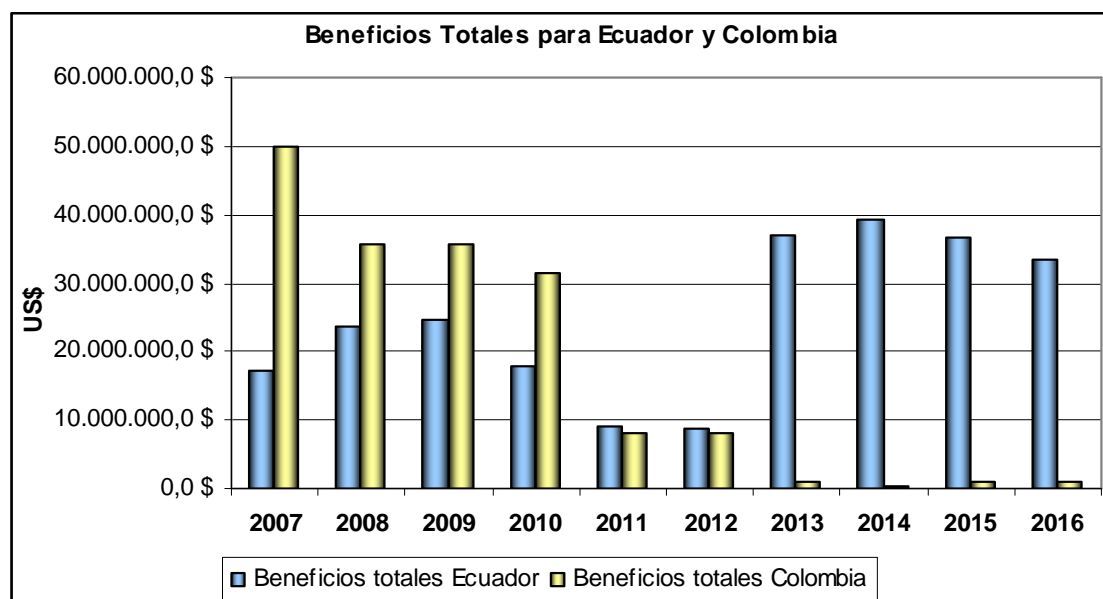


Figura 6-6: Beneficios totales de Ecuador y Colombia

En la Figura 6-7 se presenta la asignación anual de las rentas de congestión para Ecuador y Colombia, considerando la metodología actual de asignarlas al país exportador. Nótese que al principio del período analizado, las rentas de congestión son mayoritariamente para Colombia pero con la entrada de los proyectos importantes a partir de 2011 se equilibran y pasan a ser mayoritariamente para Ecuador a partir de 2013 por la entrada de Coca Codo Sinclair 1500 MW. Analizando para todo el período se pueden establecer 158

millones de US\$ para Colombia y 150 millones de US\$ para Ecuador, siendo mayor el porcentaje asignado a Colombia en todo el período.

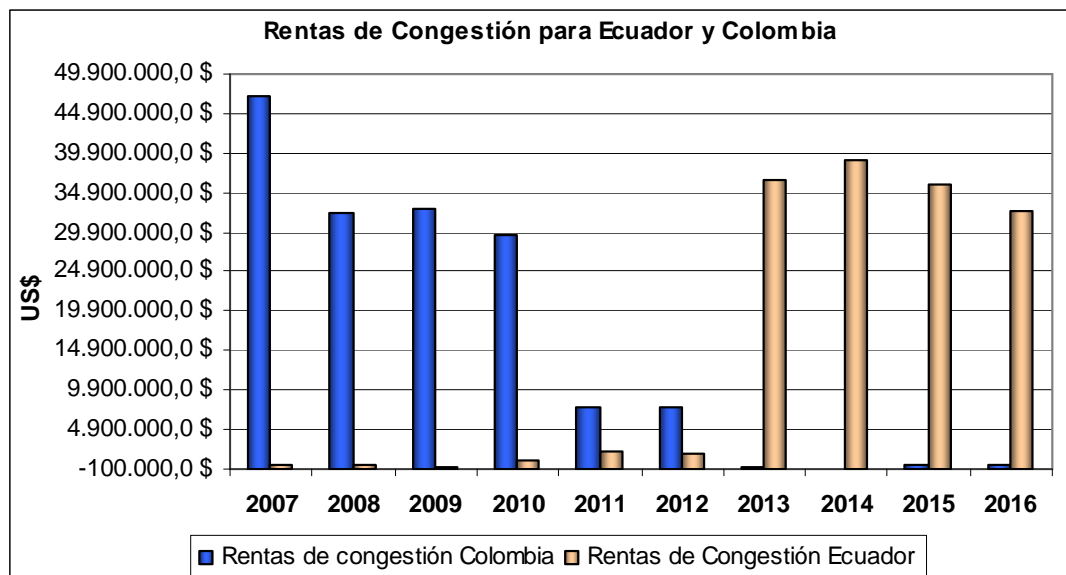


Figura 6-7: Rentas de congestión para Ecuador y Colombia para operación futura

6.3 ANÁLISIS DE REPARTICIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN CON VARIOS CRITERIOS

En la Tabla 6-4 se muestra la asignación de las rentas de congestión para los mercados de Ecuador y Colombia, siguiendo el criterio utilitarista (50% Ecuador, 50% Colombia). Asimismo se muestran los beneficios anuales derivados de las transacciones entre Ecuador y Colombia, que resultan de aquella repartición de las rentas de congestión. El ejercicio se realizó con resolución anual y para el período 2003 – 2016.

AÑO	ECUADOR				COLOMBIA				
	Rentas de Congestión Totales	Beneficio neto Ecuador	Rentas de Congestión Asignada a Ecuador	% de Rentas de Congestión Ecuador	Beneficios Totales Ecuador	Beneficio neto Colombia	Rentas de Congestión Asignada a Colombia	% de Rentas de Congestión Colombia	Beneficios Totales Colombia
2003	44.950.000,0 \$	10.232.330,0 \$	22.475.000,0 \$	50,00%	32.707.330,0 \$	140.255,2 \$	22.475.000,0 \$	50,00%	22.615.255,2 \$
2004	79.740.000,0 \$	23.119.382,8 \$	39.870.000,0 \$	50,00%	62.989.382,8 \$	354.259,0 \$	39.870.000,0 \$	50,00%	40.224.259,0 \$
2005	78.796.407,7 \$	21.478.375,4 \$	39.398.203,9 \$	50,00%	60.876.579,2 \$	290.048,5 \$	39.398.203,9 \$	50,00%	39.688.252,4 \$
2006	56.615.264,0 \$	12.221.909,3 \$	28.307.632,0 \$	50,00%	40.529.541,3 \$	265.429,0 \$	28.307.632,0 \$	50,00%	28.573.061,0 \$
2007	47.534.821,4 \$	16.879.539,5 \$	23.767.410,7 \$	50,00%	40.646.950,2 \$	2.970.922,2 \$	23.767.410,7 \$	50,00%	26.738.332,9 \$
2008	32.732.765,6 \$	23.193.097,4 \$	16.366.382,8 \$	50,00%	39.559.480,1 \$	3.291.710,0 \$	16.366.382,8 \$	50,00%	19.658.092,8 \$
2009	33.158.795,6 \$	24.286.801,3 \$	16.579.397,8 \$	50,00%	40.866.199,1 \$	2.628.411,9 \$	16.579.397,8 \$	50,00%	19.207.809,8 \$
2010	30.729.959,2 \$	16.817.181,4 \$	15.364.979,6 \$	50,00%	32.182.160,9 \$	1.813.884,9 \$	15.364.979,6 \$	50,00%	17.178.864,5 \$
2011	10.066.543,6 \$	6.725.975,6 \$	5.033.271,8 \$	50,00%	11.759.247,4 \$	266.031,6 \$	5.033.271,8 \$	50,00%	5.299.303,4 \$
2012	9.688.035,7 \$	6.994.597,3 \$	4.844.017,9 \$	50,00%	11.838.615,1 \$	356.888,2 \$	4.844.017,9 \$	50,00%	5.200.906,0 \$
2013	36.765.523,7 \$	340.308,3 \$	18.382.761,9 \$	50,00%	18.723.070,2 \$	676.917,9 \$	18.382.761,9 \$	50,00%	19.059.679,7 \$
2014	39.004.582,1 \$	138.025,9 \$	19.502.291,0 \$	50,00%	19.640.317,0 \$	402.340,9 \$	19.502.291,0 \$	50,00%	19.904.631,9 \$
2015	36.453.182,6 \$	586.122,0 \$	18.226.591,3 \$	50,00%	18.812.713,2 \$	409.667,7 \$	18.226.591,3 \$	50,00%	18.636.259,0 \$
2016	32.975.424,4 \$	987.702,4 \$	16.487.712,2 \$	50,00%	17.475.414,6 \$	399.188,0 \$	16.487.712,2 \$	50,00%	16.886.900,2 \$
TOTAL	569.211.305,6 \$	164.001.348,5 \$	284.605.652,8 \$	50,00%	448.607.001,3 \$	14.265.954,9 \$	284.605.652,8 \$	50,00%	298.871.607,7 \$

Tabla 6-4: Repartición utilitarista de las rentas de congestión

En la Figura 6-8 se muestra la repartición anual de las rentas de congestión para Ecuador y Colombia siguiendo el criterio utilitarista. Se muestra también el porcentaje de renta anual que le corresponde a Ecuador.

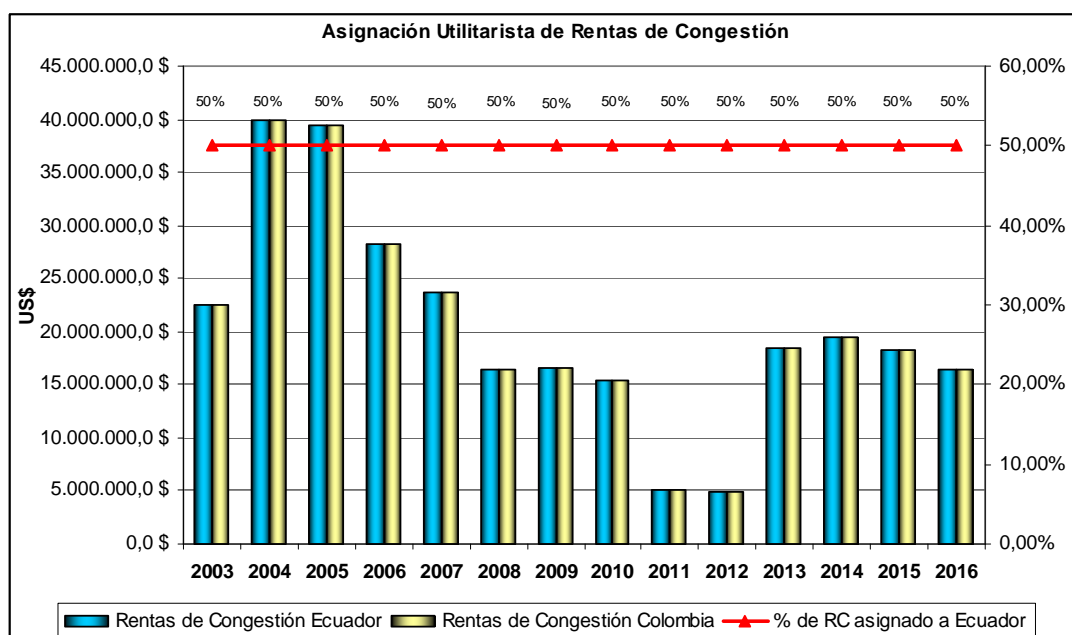


Figura 6-8: Repartición de las rentas de congestión con el criterio utilitarista

En la Figura 6-9 se muestran los beneficios totales para Ecuador y Colombia que se derivan de la repartición utilitarista de las rentas de congestión.

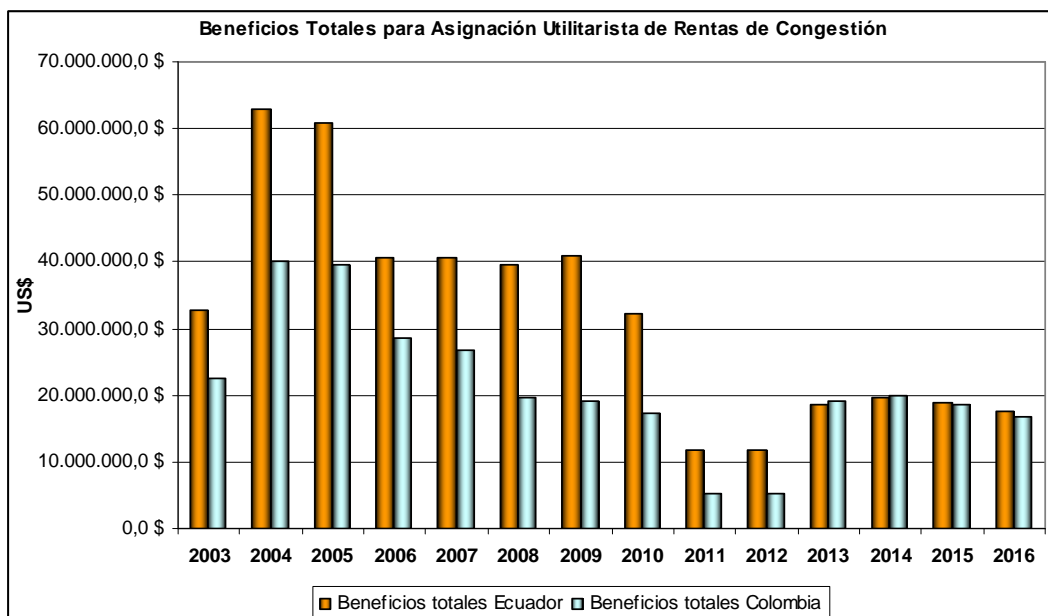


Figura 6-9: Beneficios totales debido a la repartición utilitarista de las rentas de congestión

En la Tabla 6-5 se muestra la asignación de las rentas de congestión para los mercados de Ecuador y Colombia, siguiendo el criterio igualitarista (Beneficio Ecuador = Beneficio Colombia). Asimismo se muestran los beneficios anuales derivados de las transacciones entre Ecuador y Colombia, que resultan de aquella repartición de las rentas de congestión. El ejercicio se realizó con resolución anual y para el período 2003 – 2016.

AÑO	ECUADOR					COLOMBIA			
	Rentas de Congestión Totales	Beneficio neto Ecuador	Rentas de Congestión Asignada a Ecuador	% de Rentas de Congestión Ecuador	Beneficios Totales Ecuador	Beneficio neto Colombia	Rentas de Congestión Asignada a Colombia	% de Rentas de Congestión Colombia	Beneficios Totales Colombia
2003	44.950.000,0 \$	10.232.330,0 \$	17.428.962,6 \$	38,77%	27.661.292,6 \$	140.255,2 \$	27.521.037,4 \$	61,23%	27.661.292,6 \$
2004	79.740.000,0 \$	23.119.382,8 \$	28.487.438,1 \$	35,73%	51.606.820,9 \$	354.259,0 \$	51.252.561,9 \$	64,27%	51.606.820,9 \$
2005	78.796.407,7 \$	21.478.375,4 \$	28.804.040,4 \$	36,56%	50.282.415,8 \$	290.048,5 \$	49.992.367,3 \$	63,44%	50.282.415,8 \$
2006	56.615.264,0 \$	12.221.909,3 \$	22.329.391,8 \$	39,44%	34.551.301,2 \$	265.429,0 \$	34.285.872,2 \$	60,56%	34.551.301,2 \$
2007	47.534.821,4 \$	16.879.539,5 \$	16.813.102,1 \$	35,37%	33.692.641,5 \$	2.970.922,2 \$	30.721.719,3 \$	64,63%	33.692.641,5 \$
2008	32.732.765,6 \$	23.193.097,4 \$	6.415.689,1 \$	19,60%	29.608.786,5 \$	3.291.710,0 \$	26.317.076,5 \$	80,40%	29.608.786,5 \$
2009	33.158.795,6 \$	24.286.801,3 \$	5.750.203,2 \$	17,34%	30.037.004,4 \$	2.628.411,9 \$	27.408.592,5 \$	82,66%	30.037.004,4 \$
2010	30.729.959,2 \$	16.817.181,4 \$	7.863.331,3 \$	25,59%	24.680.512,7 \$	1.813.884,9 \$	22.866.627,8 \$	74,41%	24.680.512,7 \$
2011	10.066.543,6 \$	6.725.975,6 \$	1.803.299,8 \$	17,91%	8.529.275,4 \$	266.031,6 \$	8.263.243,8 \$	82,09%	8.529.275,4 \$
2012	9.688.035,7 \$	6.994.597,3 \$	1.525.163,3 \$	15,74%	8.519.760,6 \$	356.888,2 \$	8.162.872,4 \$	84,26%	8.519.760,6 \$
2013	36.765.523,7 \$	340.308,3 \$	18.551.066,6 \$	50,46%	18.891.375,0 \$	676.917,9 \$	18.214.457,1 \$	49,54%	18.891.375,0 \$
2014	39.004.582,1 \$	138.025,9 \$	19.634.448,5 \$	50,34%	19.772.474,4 \$	402.340,9 \$	19.370.133,5 \$	49,66%	19.772.474,4 \$
2015	36.453.182,6 \$	586.122,0 \$	18.138.364,2 \$	49,76%	18.724.486,1 \$	409.667,7 \$	18.314.818,4 \$	50,24%	18.724.486,1 \$
2016	32.975.424,4 \$	987.702,4 \$	16.193.455,0 \$	49,11%	17.181.157,4 \$	399.188,0 \$	16.781.969,4 \$	50,89%	17.181.157,4 \$
TOTAL	569.211.305,6 \$	164.001.348,5 \$	209.737.956,0 \$	36,85%	373.739.304,5 \$	14.265.954,9 \$	359.473.349,6 \$	63,15%	373.739.304,5 \$

Tabla 6-5: Repartición igualitarista de las rentas de congestión

En la Figura 6-10 se muestra la repartición anual de las rentas de congestión para Ecuador y Colombia siguiendo en criterio igualitarista. Se muestra también el porcentaje de renta anual que le corresponde a Ecuador.

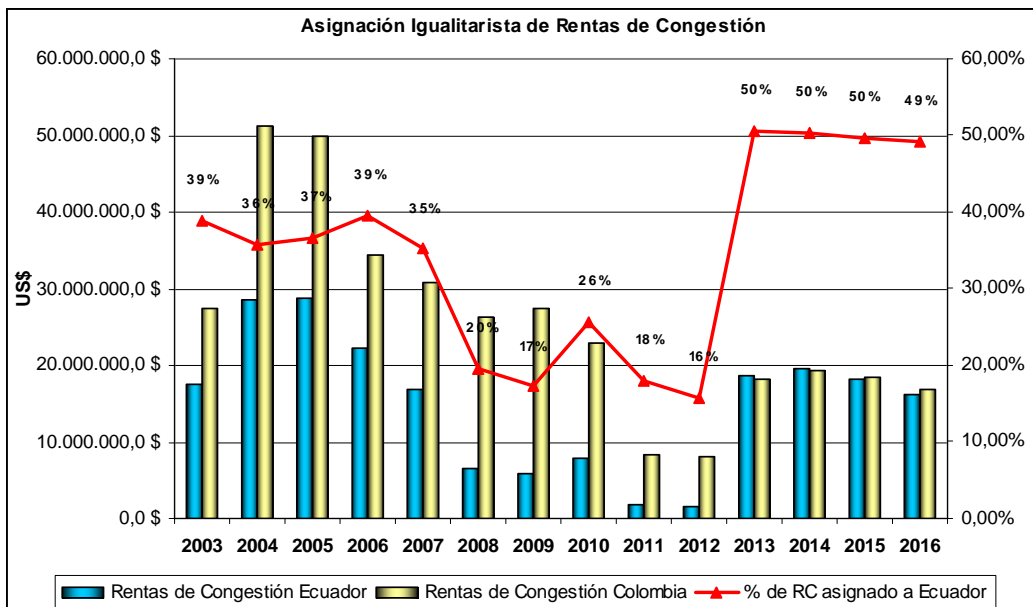


Figura 6-10: Repartición de las rentas de congestión con el criterio igualitarista

En la Figura 6-11 se muestran los beneficios totales para Ecuador y Colombia que se derivan de la repartición igualitarista de las rentas de congestión.

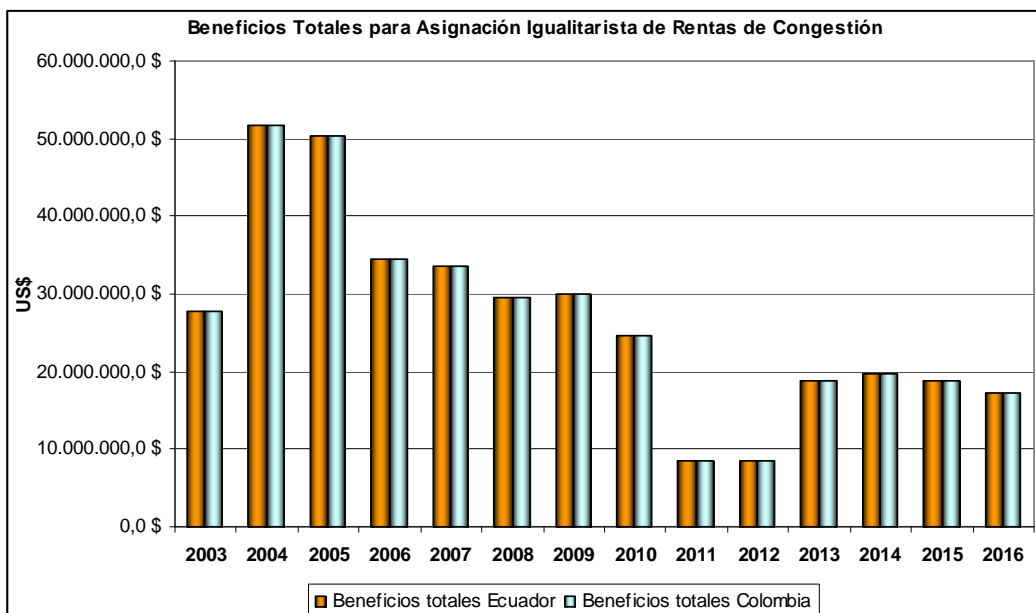


Figura 6-11: Beneficios totales debido a la repartición igualitarista de las rentas de congestión

En la Tabla 6-6 se muestra la asignación de las rentas de congestión para los mercados de Ecuador y Colombia, siguiendo el criterio rawlsiano (100% Ecuador, 0% Colombia). Asimismo se muestran los beneficios anuales derivados de las transacciones entre Ecuador y Colombia, que resultan de aquella repartición de las rentas de congestión. El ejercicio se realizó con resolución anual y para el período 2003 – 2016.

AÑO	ECUADOR					COLOMBIA			
	Rentas de Congestión Totales	Beneficio neto Ecuador	Rentas de Congestión Asignada a Ecuador	% de Rentas de Congestión Ecuador	Beneficios Totales Ecuador	Beneficio neto Colombia	Rentas de Congestión Asignada a Colombia	% de Rentas de Congestión Ecuador	Beneficios Totales Colombia
2003	44.950.000,0 \$	10.232.330,0 \$	44.950.000,0 \$	100,00%	55.182.330,0 \$	140.255,2 \$	0,0 \$	0,00%	140.255,2 \$
2004	79.740.000,0 \$	23.119.382,8 \$	79.740.000,0 \$	100,00%	102.859.382,8 \$	354.259,0 \$	0,0 \$	0,00%	354.259,0 \$
2005	78.796.407,7 \$	21.478.375,4 \$	78.796.407,7 \$	100,00%	100.274.783,1 \$	290.048,5 \$	0,0 \$	0,00%	290.048,5 \$
2006	56.615.264,0 \$	12.221.909,3 \$	56.615.264,0 \$	100,00%	68.837.173,3 \$	265.429,0 \$	0,0 \$	0,00%	265.429,0 \$
2007	47.534.821,4 \$	16.879.539,5 \$	47.534.821,4 \$	100,00%	64.414.360,9 \$	2.970.922,2 \$	0,0 \$	0,00%	2.970.922,2 \$
2008	32.732.765,6 \$	23.193.097,4 \$	32.732.765,6 \$	100,00%	55.925.862,9 \$	3.291.710,0 \$	0,0 \$	0,00%	3.291.710,0 \$
2009	33.158.795,6 \$	24.286.801,3 \$	33.158.795,6 \$	100,00%	57.445.596,9 \$	2.628.411,9 \$	0,0 \$	0,00%	2.628.411,9 \$
2010	30.729.959,2 \$	16.817.181,4 \$	30.729.959,2 \$	100,00%	47.547.140,5 \$	1.813.884,9 \$	0,0 \$	0,00%	1.813.884,9 \$
2011	10.066.543,6 \$	6.725.975,6 \$	10.066.543,6 \$	100,00%	16.792.519,2 \$	266.031,6 \$	0,0 \$	0,00%	266.031,6 \$
2012	9.688.035,7 \$	6.994.597,3 \$	9.688.035,7 \$	100,00%	16.682.633,0 \$	356.888,2 \$	0,0 \$	0,00%	356.888,2 \$
2013	36.765.523,7 \$	340.308,3 \$	36.765.523,7 \$	100,00%	37.105.832,1 \$	676.917,9 \$	0,0 \$	0,00%	676.917,9 \$
2014	39.004.582,1 \$	138.025,9 \$	39.004.582,1 \$	100,00%	39.142.608,0 \$	402.340,9 \$	0,0 \$	0,00%	402.340,9 \$
2015	36.453.182,6 \$	586.122,0 \$	36.453.182,6 \$	100,00%	37.039.304,5 \$	409.667,7 \$	0,0 \$	0,00%	409.667,7 \$
2016	32.975.424,4 \$	987.702,4 \$	32.975.424,4 \$	100,00%	33.963.126,8 \$	399.188,0 \$	0,0 \$	0,00%	399.188,0 \$
TOTAL	569.211.305,6 \$	164.001.348,5 \$	569.211.305,6 \$	100,00%	733.212.654,1 \$	14.265.954,9 \$	0,0 \$	0,00%	14.265.954,9 \$

Tabla 6-6: Repartición rawlsiana de las rentas de congestión

En la Figura 6-12 se muestra la repartición anual de las rentas de congestión para Ecuador y Colombia siguiendo el criterio rawlsiano. Se muestra también el porcentaje de renta anual que le corresponde a Ecuador.

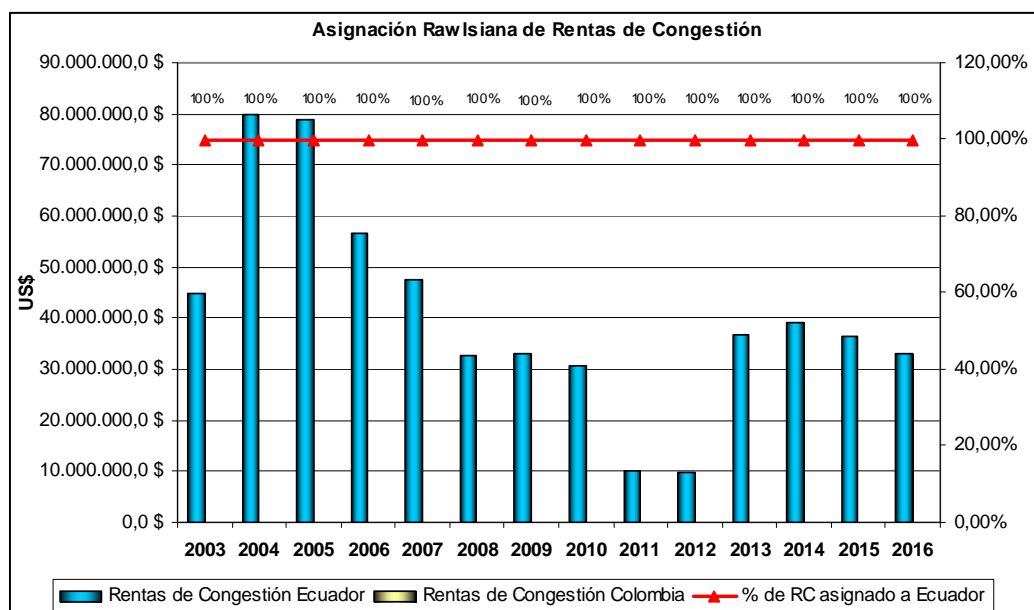


Figura 6-12: Repartición de las rentas de congestión con el criterio rawlsiano

En la Figura 6-13 se muestran los beneficios totales para Ecuador y Colombia que se derivan de la repartición rawlsiana de las rentas de congestión.

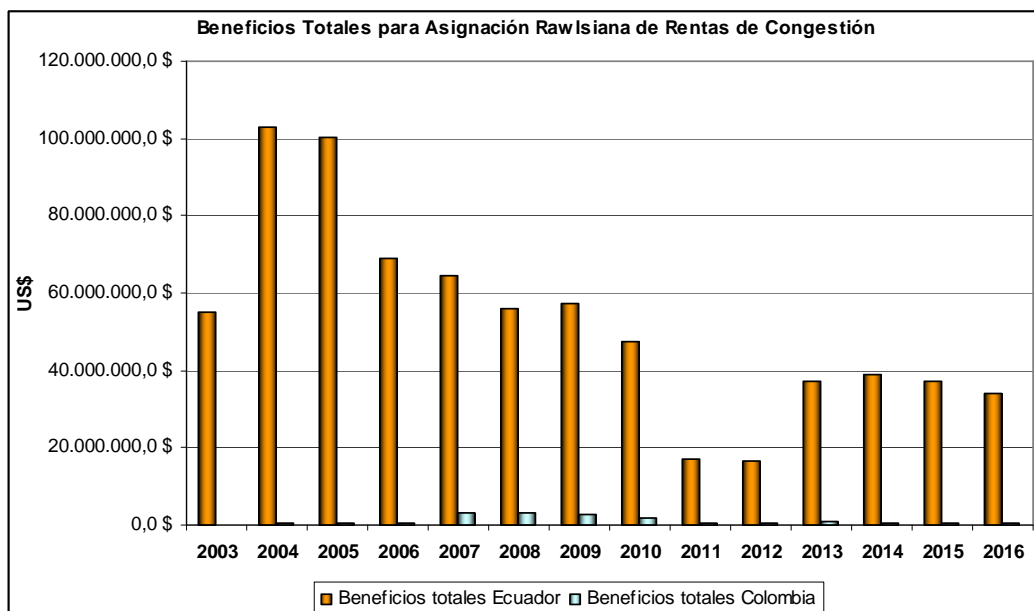


Figura 6-13: Beneficios totales debido a la repartición rawlsiana de las rentas de congestión

6.4 ANÁLISIS CUALITATIVO DE RESULTADOS

Del análisis de los beneficios pasados, se pudo notar que existió un gran desequilibrio en los beneficios totales que percibieron los mercados de Ecuador y Colombia. Este desequilibrio es más notorio en la asignación de las rentas de congestión, debido a la metodología acordada bilateralmente por los Organismos Reguladores.

Como se pudo observar de los resultados derivados de las simulaciones, la entrada del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair de 1500 MW, significa una disminución considerable de los costos marginales del mercado Ecuatoriano. Esto hace que los flujos, a partir del 2013, sean desde Ecuador hacia Colombia. Esta condición es adecuada tanto para el mercado interno como para la posición del país frente a las TIE, sin embargo hay que considerar que el plan de expansión analizado es altamente optimista, cualquier retraso en la entrada de aquel

proyecto, significaría períodos más largos de Ecuador en condición de importador neto.

Aún considerando el plan de expansión y otras variables optimistas, los resultados muestran que es necesario un replanteamiento en la repartición de las rentas de congestión entre ambos mercados.

La asignación rawlsiana de las rentas de congestión obedece al espíritu del Acuerdo de Cartagena y aún cumpliendo con este criterio, Colombia tiene beneficios positivos en el período de análisis.

De la operación pasada y de las simulaciones a futuro se puede notar que el precio de bolsa colombiano es prácticamente insensible respecto de la energía exportada o importada a Ecuador. Esto se debe a que los 250 MW (o 500 MW en el futuro) no son representativos frente a los 10 000 MW de la demanda interna colombiana.

Considerando la definición de capacidad óptima del enlace internacional aquella que hace que los precios de ambos mercados sean similares, y observando los resultados de la sección 6.2, se puede determinar que para la operación pasada esta capacidad óptima habría sido de aproximadamente 750 MW, que corresponden a la cantidad de generación eficiente que era necesario instalar en Ecuador para apropiarse de manera adecuada de parte de las rentas de congestión (disminuir el diferencial de precios entre ambos mercados).

6.5 ANÁLISIS COMPARATIVO DE RESULTADOS

En esta sección se compararán los resultados obtenidos en cuanto a la repartición de las rentas de congestión con cada uno de los criterios utilizados.

De los resultados mostrados en la sección 6.3 se pueden establecer los siguientes porcentajes promedio de rentas de congestión para Ecuador y Colombia, para el período 2003 – 2016.

- Criterio Utilitarista: 50% para Ecuador y 50% para Colombia.
- Criterio Igualitarista: 36,85% para Ecuador y 63,15% para Colombia.
- Criterio Rawlsiano: 100% para Ecuador y 0% para Colombia.

Estos resultados deben complementarse con otros análisis que siguen a continuación, los cuales consideran los resultados de la asignación real histórica de las rentas de congestión.

Comparando los resultados para el período 2007 – 2016, respecto de la asignación de las rentas de congestión con varios criterios, los cuales se resumen en la Tabla 6-7, se nota lo siguiente:

	ESQUEMA ACTUAL		UTILITARISTA		IGUALITARISTA		RAWLSIANO	
	ECUADOR	COLOMBIA	ECUADOR	COLOMBIA	ECUADOR	COLOMBIA	ECUADOR	COLOMBIA
Beneficio Neto Como Exportador US\$	2.332.467,9 \$	11.332.957,9 \$	2.332.467,9 \$	11.332.957,9 \$	96.949.350,9 \$	13.215.963,2 \$	2.332.467,9 \$	11.332.957,9 \$
Rentas de Congestión Como Exportador US\$	150.279.629,7 \$	158.830.004,2 \$	75.139.814,9 \$	79.415.002,1 \$	112.688.123,1 \$	196.421.510,8 \$	150.279.629,7 \$	0,0 \$
Beneficio Neto Como Importador US\$	94.616.883,0 \$	1.883.005,3 \$	94.616.883,0 \$	1.883.005,3 \$			94.616.883,0 \$	1.883.005,3 \$
Rentas de Congestión Como Importador US\$			79.415.002,1 \$	75.139.814,9 \$			158.830.004,2 \$	0,0 \$
Beneficio TOTAL US\$	247.228.980,6 \$	172.045.967,4 \$	251.504.167,9 \$	167.770.780,1 \$	209.637.474,0 \$	209.637.474,0 \$	406.058.984,8 \$	13.215.963,2 \$
RC	150.279.629,7 \$	158.830.004,2 \$	154.554.816,9 \$	154.554.816,9 \$	112.688.123,1 \$	196.421.510,8 \$	309.109.633,9 \$	0,0 \$

Tabla 6-7: Asignación de las rentas de congestión con varios criterios

- Siguiendo con el esquema actual de asignación de las rentas de congestión y considerando el escenario totalmente optimista de desarrollo de generación en el Ecuador, se puede comprobar que las rentas de congestión seguirán siendo mayoritariamente para Colombia.
- Planteando una asignación utilitarista de las rentas de congestión, se puede notar que Ecuador percibe mayores beneficios en el período analizado, comparado con la asignación actual y, por supuesto, las rentas

de congestión aumentan para Ecuador y son iguales a las que percibe Colombia.

- Considerando el criterio igualitarista de repartición de las rentas de congestión, se consigue el objetivo de igualar los beneficios totales de ambos países. Las rentas de congestión bajo este criterio tienen que repartirse en promedio para todo el período: 40% para Ecuador y 60 % para Colombia. Es necesario destacar que este criterio no considera la desadaptación que existió en la repartición de beneficios y de rentas de congestión en el período 2003 – 2007.
- Aplicando un criterio igualitarista para todo el período 2003 – 2016, es decir tratando de igualar los beneficios totales para Ecuador y Colombia y considerando la distribución de rentas de congestión que sucedió realmente en el período 2003 – 2006. Se obtienen una repartición de las rentas de congestión para el período 2007 -2016, como la mostrada en la Tabla 6-8. Para compensar el desequilibrio de la asignación pasada, se debe establecer una repartición de las rentas de congestión del 65,41% para Ecuador y 34,59% para Colombia. De esta forma se igualan los beneficios totales para 2003 – 2016 en 373 millones de US\$ para cada país.

	Ecuador	Colombia
Rentas de Congestión	202.193.468 \$	106.916.166 \$
% RC	65,41%	34,59%
Beneficios Totales	373.739.304 \$	373.739.304 \$

Tabla 6-8: Repartición igualitarista de rentas de congestión considerando repartición histórica

- El criterio rawlsiano distribuye el 100% de las rentas de congestión para el Ecuador desde 2007 hasta 2016. Esto, como es obvio, distorsiona los beneficios totales que percibe Ecuador y Colombia, siendo estos beneficios significativamente mayores para el primer país. Recordemos sin embargo

dos aspectos importantes que respaldan esta forma de distribución: el primer concepto es que este criterio guarda relación con lo expresado en el Acuerdo de Cartagena respecto de un trato preferencial para Ecuador y el segundo criterio es que la repartición histórica de las rentas de congestión ha sido marcadamente discriminatoria tanto en rentas como en beneficios para Ecuador.

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una manera adecuada de disminuir las rentas de congestión a través de la reducción del diferencial de precios de los mercados ecuatoriano y colombiano, es la instalación de generación eficiente (hidráulica y térmica a gas ciclo combinado) en el Ecuador.

La repartición de las rentas de congestión hasta la actualidad ha sido del 97% a Colombia frente a un 3% que recibe Ecuador, esto muestra una gran inequidad en la repartición de estos beneficios económicos generados por los intercambios de energía entre estos dos países, yendo así en contra de la Decisión CAN 536 que promueve la integración de los países miembros; basándose en criterios de repartición de los beneficios en forma equitativa y no discriminación. Tampoco se han tomado en consideración los enunciados del Acuerdo de Cartagena que ratifican lo anterior y promueven el desarrollo igualitario de sus países miembros.

Es totalmente válido y se han encontrado suficientes argumentos de peso que justifiquen un pedido de Ecuador respecto de una definición de repartición equitativa de las rentas de congestión, la cual debe incluirse de manera explícita en la Decisión 536 de la CAN.

La experiencia internacional muestra variedad de métodos de repartición de las rentas de congestión entre los mercados eléctricos de los países involucrados pero en ningún caso se ha encontrado método similar al utilizado entre Ecuador y Colombia en el cual las rentas se asignan casi en su totalidad a un solo mercado (Colombia) y no se considera ni siquiera la responsabilidad en las inversiones de la interconexión que cada país tiene.

De los resultados obtenidos de las simulaciones de largo plazo, y pese a considerar un escenario totalmente optimista para el Ecuador, se justifica una revisión de la asignación de las rentas de congestión. Esta revisión se justifica de mejor manera cuando se escojan otros escenarios de expansión de la generación en Ecuador menos optimistas.

La definición de “rentas de congestión” que se encuentra en la Decisión CAN 536 y luego en las normativas nacionales relacionadas con las TIE de Ecuador y Colombia, no alcanza a la realidad existente en la generación de estas rentas. Las rentas de congestión no obedecen a una saturación física del enlace sino que responde a una diferencia de precios de ambos mercados debido a características estructurales de cada uno. En tal sentido, se trata de una renta económica, que permite espacio a la negociación en su repartición.

El modelo comercial utilizado en las TIE entre Ecuador y Colombia es el de “generador ficticio”, este modelo cumple con el criterio de no discriminar a la generación extranjera y tratarla y pagarla igual que la producción interna. Pero al mismo tiempo, este modelo es totalmente discriminatorio con la demanda del país importador (Ecuador), pues a esta demanda se le brinda un trato y se le cobra con precios mayores que a la demanda del país exportador (Colombia). Por lo tanto se concluye que este modelo comercial no es adecuado, pues coloca al Ecuador en una posición claramente discriminada.

La determinación de otros beneficios derivados de las TIE, tiene alto grado de subjetividad, es por eso que este estudio consideró únicamente los beneficios económicos. Se concluye que no es adecuado valorar la energía no suministrada que habría existido en un mercado de no haberse tenido la interconexión, pues aquel mercado habría reaccionado de forma distinta ante la ausencia de energía importada.

Al aplicar los distintos criterios de repartición de rentas de congestión (utilitarista, igualitarista y rawlsiano), se concluye que la mejor alternativa para Ecuador sería aplicar el método rawlsiano (100% Ecuador y 0% Colombia), una alternativa aceptable pero menos adecuada sería la repartición utilitarista (50 % Ecuador y 50% Colombia) y para plantear un método igualitarista se deberían considerar los desequilibrios históricos de tal forma de obtener una repartición futura adecuada para Ecuador (65,41% para Ecuador y 36,49% para Colombia).

Luego de lograrse una asignación equitativa de las rentas de congestión entre Ecuador y Colombia, estos ingresos deberían ser utilizados en el Ecuador para la instalación de nueva generación eficiente (hidráulica o gas a ciclo combinado).

El dimensionamiento de la capacidad de transferencia de los enlaces internacionales de transmisión debe considerar la verdadera complementariedad energética de los mercados involucrados y, sobre todo, fundamentarse en aspectos técnicos de seguridad y calidad del servicio.

Se recomienda que para las negociaciones de Ecuador frente a una definición adecuada en la forma de asignación de las rentas de congestión, se considere como un argumento de peso, la inequidad y total desequilibrio que ha existido en la repartición de rentas y obtención de beneficios económicos entre los mercados de Ecuador y Colombia.

Se recomienda partir de una posición negociadora en la cual las rentas de congestión sean asignadas en su totalidad al Ecuador, independientemente de su condición de exportador o importador. Este argumento se sustenta en los enunciados del Acuerdo de Cartagena respecto de brindar un trato preferencial a Ecuador con el objetivo de eliminar las diferencias existentes entre los países de la región.

Se recomienda plantear como método adecuado para el Ecuador, el rawlsiano que cumple con los preceptos del Acuerdo de Cartagena y, en instancia final, plantear como posición a ser aceptada por nuestro país una repartición del 65% para Ecuador y 35 % para Colombia ya que estos porcentajes cumplen con el criterio Igualitarista (considerando desequilibrios históricos) y además cumple, casi exactamente, con el criterio de repartir las rentas de congestión en función de la inversión de cada país en la interconexión, criterio muy aplicado en otros mercados.

8 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CIER, “Interconexiones Regionales de Mercados Eléctricos, Informe General, Proyecto CIER 03 – Fase I”, CIER, junio de 2000.
- [2] CENACE, Memorias del Taller “Análisis de las Transacciones Internacionales de Electricidad en la Comunidad Andina”, Marzo 2006.
- [3] GACETA OFICIAL DEL ACUERDO DE CARTAGENA, “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, Decisión CAN 536, diciembre del 2002.
- [4] CENACE, Transacciones Comerciales Ecuador – Colombia, “Reporte mensual de transacciones”, Marzo 2003 a Diciembre 2006.
- [5] CONELEC, Reglamento para transacciones internacionales de electricidad, Quito, Diciembre del 2002.
- [6] CONELEC, Regulación No. CONELEC 002/04. “Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad”, Quito, Agosto 2004.
- [7] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG, Resolución CREG 004/2003, “Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE-“, Colombia.
- [8] CENACE – CONELEC, “Revisión del esquema comercial vigente en las transacciones internacionales”, Informe Base, Quito, Febrero de 2007.
- [9] MANKIW, Gregory; Principles of Microeconomics; MC.GRAW HILL; Second Edition.

- [10] CONTEL CRAVINO, Javier; Análisis de los Mecanismos de Asignación de la Capacidad de Interconexión para las Interconexiones del Sistema Eléctrico Español; Tesis de Maestría, ICAI, Universidad Pontificia de Comillas, Madrid, España, 2004.
- [11] FLORES Mónica, ESCOBAR Agustín, “Efecto de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE sobre los Precios de la Electricidad y sobre el Bienestar Social en Ecuador y Colombia”. Monografía de Especialización, Universidad EAFIT, Facultad de Economía, Medellín, Colombia, 2005.
- [12] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO – ENERGÉTICA –UPME- , “Metodología para la elaboración del plan de expansión Generación – Transmisión”, Colombia, Abril de 2004.
- [13] PRADO, Estudio Jurídico, “Análisis de la Viabilidad Técnica, Económica y Jurídica de Contratos a Plazo Bilaterales entre Colombia y Ecuador”, Informe final, Enero 2005.
- [14] “Reglamento de Mercado Eléctrico Regional – RMER”; Libro III del RMER de la transmisión versión final Revisión L, noviembre 2005.
- [15] “Financial Transmission Rights for New Zealand Process: Who “Owns” the Rentals?”
- [16] SALAZAR G., ARGÜELLO G., “Rentas de Congestión en las Transacciones Internacionales de Electricidad; Análisis para las Transacciones Ecuador - Colombia”, Artículo Técnico, Revista Técnica Energía, Corporación CENACE, Edición Nº 3, Quito-Ecuador, Enero 2007.

- [17] SHIH Hsieh, CHIEN-CHIH Chu, HSIN-MIN Wang, "Congestion Cost Allocation and Congestion Indices for a Competitive Electricity Market", I-Shou University, Taiwan.
- [18] BRIGHT J.M., BRIGNONE S., PRAIS M., STOTT B., VEMPATI N., "The Rights to Fight Price Volatility", New York and Midwest ISO.
- [19] VASSILOPOULOS Phillippe, "Models for the Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets", University Paris Dauphine.

ANEXO A

DATOS Y RESULTADOS ADICIONALES

En este Anexo A se muestra el plan de expansión del sistema colombiano utilizado para las simulaciones. Se trata del plan de expansión utilizado por XM-Expertos en Mercados de Colombia para el período 2007 – 2016.

Proyecto	Tipo	Capacidad(MW)	Fecha Ingreso
El Morro	Termi	54	01-03-2007
Amoya	Hidro	78	01-07-2009
CC Flores 4	Termi	450	01-01-2009
Manso	Hidro	27	01-08-2010
Porce III	Hidro	165	01-10-2010
Porce III	Hidro	165	01-02-2011
Porce III	Hidro	165	01-06-2011
Porce III	Hidro	165	01-10-2011

En este Anexo A se presentan también datos estadísticos con resolución mensual y el cálculo de los excedentes de productores y consumidores con resolución mensual para el período marzo de 2003 – diciembre de 2016.

Asimismo se presentan los resultados de las evaluaciones de las áreas de excedentes de productores y consumidores de Ecuador y Colombia en condición de exportadores o importadores para las simulaciones de largo plazo en el período 2007 – 2016.

		Energía Importada	Precio Despacho 0	Precios marginal promedio con TIE	Demanda Total Ecuador	Beneficio Demanda Ecuador	Perjuicio para Oferta Ecuador	Beneficio Neto Ecuador	Rentas de Congestión Colombia	Rentas de Congestión Ecuador
	MES	MWh	USD/MWh	USD/MWh	MWh	USD	USD	USD	USD	USD
2003	Mar	138450	99,6	73,1	1016526,6	26956549,9	25120821,1	1835728,8	7210000,0	0,0
	Abr	115858	75,7	58,1	1020358,2	17880076,6	16864965,1	1015111,5	4540000,0	0,0
	May	32225	35,8	32,0	1048226,4	4014688,6	3952978,9	61709,7	710000,0	0,0
	Jun	85926	62,8	46,3	971358,2	15975887,1	15269273,6	706613,6	2950000,0	0,0
	Jul	77622	51,1	38,8	1000526,7	12366923,8	11887205,2	479718,6	1810000,0	0,0
	Ago	111539	73,6	60,0	1000983,4	13523678,3	12770211,8	753466,6	4410000,0	0,0
	Sep	133934	76,3	61,3	968269,3	14513440,2	13509669,0	1003771,2	5290000,0	0,0
	Oct	145073	97,3	73,8	1026523,6	24108492,2	22404933,2	1703559,0	7490000,0	0,0
	Nov	153705	77,8	60,1	994308,4	17618163,2	16256414,2	1361749,0	5910000,0	0,0
	Dic	134288	63,6	44,1	1066198,2	20816163,1	19505261,1	1310902,0	4630000,0	0,0
	TOTAL	1128619			10113279	167.774.063 \$	157.541.733 \$	10.232.330 \$	44.950.000 \$	0 \$
	2004	Ene	168029	77,8	59,2	1078191,8	20053500,5	18490901,2	1562599,3	6890000,0
Feb		162146	106,7	85,0	1015678,2	22022291,0	20264436,7	1757854,4	9920000,0	0,0
Mar		150148	79,8	54,0	1115683,9	28801479,9	26863433,1	1938046,8	4700000,0	0,0
Abr		154076	94,9	59,8	1074200,3	37637115,0	34937903,2	2699211,7	5160000,0	0,0
May		140615	69,3	43,7	1099067,1	28113317,2	26314908,8	1798408,4	2730000,0	0,0
Jun		63000	37,0	22,1	1041648,8	15488641,7	15020255,4	468386,3	610000,0	0,0
Jul		111662	67,2	37,1	1051215,0	31673059,6	29990879,5	1682180,1	2690000,0	0,0
Ago		125861	80,4	51,9	1054500,6	29986461,0	28196930,7	1789530,3	5030000,0	386000,0
Sep		125681	100,2	74,8	1063235,0	26916336,6	25325493,9	1590842,8	8340000,0	386000,0
Oct		151232	120,8	92,7	1110371,9	31195967,3	29071536,7	2124430,5	10340000,0	386000,0
Nov		161269	137,1	105,0	1074617,1	34553636,7	31960892,5	2592744,1	12820000,0	386000,0
Dic		167225	121,5	84,2	1169175,2	43559932,1	40444784,1	3115148,0	8580000,0	386000,0
TOTAL	1680943			12947585	350.001.739 \$	326.882.356 \$	23.119.383 \$	77.810.000 \$	1.930.000 \$	
2005	Ene	172520	143,9	121,5	1179843,5	26366754,5	24439044,3	1927710,1	13940000,0	602816,0
	Feb	137860	106,7	75,8	1050853,7	32448716,5	30320266,1	2128450,4	6190000,0	267793,7
	Mar	115770	81,7	54,3	1183128,5	32486294,1	30896890,2	1589404,0	3500000,0	139878,4
	Abr	108320	87,7	52,0	1186990,4	42444392,6	40507739,8	1936652,8	2920000,0	108825,5
	May	142750	135,6	93,6	1175276,9	49403375,7	46403090,5	3000285,2	9270000,0	388960,6
	Jun	120630	92,0	54,6	1124966,0	42034549,0	39780868,5	2253680,4	3640000,0	142365,1
	Jul	159150	134,9	91,3	1131355,4	49273645,3	45807934,8	3465710,5	8250000,0	343458,2
	Ago	169930	84,3	70,6	1148404,5	15749951,4	14584687,3	1165264,2	5120000,0	214481,3
	Sep	144150	87,3	75,8	1139524,4	13079341,9	12252072,6	827269,3	4910000,0	197639,6
	Oct	178310	92,9	78,3	1137358,1	16623159,9	15320107,0	1303052,9	6700000,0	299154,1
	Nov	167130	79,7	65,3	1117304,5	16069074,3	14867242,4	1201831,9	6210000,0	280734,9
	Dic	141350	79,7	70,1	1189333,9	11427424,5	10748361,0	679063,5	4960000,0	200300,4
TOTAL	1757870			13764340	347.406.680 \$	325.928.304 \$	21.478.375 \$	75.610.000 \$	3.186.408 \$	
2006	Ene	161070	80,7	68,0	1160254,9	14753518,6	13729455,1	1024063,5	4525534,0	214466,0
	Feb	144170	76,6	61,1	1040785,6	16112673,4	14996706,7	1115966,7	3572000,0	158000,0
	Mar	142750	79,8	62,7	1202058,9	20576749,1	19354957,5	1221791,6	4384000,0	186000,0
	Abr	128740	74,1	54,9	1160494,3	22210972,4	20978979,9	1231992,6	4103000,0	187000,0
	May	89770	81,0	64,7	1203549,8	19608342,3	18877071,8	731270,5	3290000,0	120000,0
	Jun	116470	76,8	58,5	1142206,9	20892291,1	19827105,3	1065185,8	3960000,0	170000,0
	Jul	135970	90,2	72,8	1154141,0	20020442,1	18841132,4	1179309,7	6300000,0	270000,0
	Ago	136790	95,3	82,1	1172853,0	15468702,6	14566644,2	902058,4	6536692,0	273308,0
	Sep	156220	95,8	83,1	1154436,8	14641395,7	13650748,6	990647,1	5907669,3	262330,7
	Oct	148316	97,7	84,9	1202682,0	15487142,7	14532197,8	954944,9	4174012,0	181252,0
	Nov	141595	91,4	77,3	1154520,2	16321686,4	15320810,6	1000875,7	4844276,0	205724,0
	Dic	106800	78,0	63,0	1231386,0	18535424,4	17731621,4	803802,9	2590000,0	200000,0
TOTAL	1608661			13979369	214.629.341 \$	202.407.431 \$	12.221.909 \$	54.187.183 \$	2.428.081 \$	
TOTAL PERIODO		6176093			50804573	1.079.811.822 \$	1.012.759.825 \$	67.051.998 \$	252.557.183 \$	7.544.488 \$

		Energía Exportada	Precio Bolsa sin TIE	Precio Bolsa con TIE	Demanda Total Colombia	Perjuicio Demanda Colombia	Beneficio para Oferta Colombia	Beneficio Neto Colombia	Rentas de Congestión Colombia	Rentas de Congestión Ecuador
	MES	MWh	USD/MWh	USD/MWh	MWh	USD	USD	USD	USD	USD
2003	Mar	138580	25,8	26,0	3827246,0	517443,7	526811,7	9368,0	7210000,0	0,0
	Abr	115980	23,1	23,0	3601469,0	0,0	0,0	0,0	4540000,0	0,0
	May	32500	26,4	26,6	3734972,5	439979,8	441894,0	1914,3	710000,0	0,0
	Jun	85990	23,3	23,6	3643934,0	889484,3	899979,4	10495,1	2950000,0	0,0
	Jul	77630	24,5	24,6	3740587,0	406601,8	410821,0	4219,2	1810000,0	0,0
	Ago	111610	23,0	23,2	3825802,0	966780,2	980882,1	14101,9	4410000,0	0,0
	Sep	134020	22,5	22,9	3708391,5	1434776,7	1460702,8	25926,2	5290000,0	0,0
	Oct	145150	19,3	19,7	3800256,5	1527703,1	1556878,3	29175,2	7490000,0	0,0
	Nov	153740	22,1	22,5	3725624,5	1476092,4	1506548,3	30455,9	5910000,0	0,0
	Dic	134310	19,0	19,2	3883628,5	844300,8	858900,3	14599,5	4630000,0	0,0
	TOTAL	1129510			37491912	8.503.163 \$	8.643.418 \$	140.255 \$	44.950.000 \$	0 \$
2004	Ene	168050	21,2	21,5	3810360,0	1126723,5	1151569,6	24846,2	6890000,0	0,0
	Feb	162180	26,7	27,1	3743830,0	0,0	0,0	0,0	9920000,0	0,0
	Mar	150180	28,3	29,1	4028680,0	3394162,9	3457426,2	63263,3	4700000,0	0,0
	Abr	154100	26,3	26,7	3791020,0	1462196,4	1491914,6	29718,2	5160000,0	0,0
	May	140620	25,8	26,4	3931550,0	2112421,8	2150199,4	37777,6	2730000,0	0,0
	Jun	63000	18,6	18,9	3835720,0	1116194,5	1125361,1	9166,5	610000,0	0,0
	Jul	111662	20,0	20,3	3937460,0	1148163,3	1164443,6	16280,3	2690000,0	0,0
	Ago	125861	20,7	21,2	4027160,0	1655968,2	1681845,2	25877,0	5030000,0	386000,0
	Sep	125681	22,5	23,0	3903570,0	1974035,3	2005813,9	31778,5	8340000,0	386000,0
	Oct	151232	27,4	27,9	4000270,0	1708515,3	1740810,8	32295,5	10340000,0	386000,0
Nov	161269	26,4	27,1	3921710,0	2506364,9	2557898,2	51533,4	12820000,0	386000,0	
Dic	167225	28,1	28,5	4088030,0	1550998,6	1582721,2	31722,6	8580000,0	386000,0	
	TOTAL	1681059			47019360	19.755.745 \$	20.110.004 \$	354.259 \$	77.810.000 \$	1.930.000 \$
2005	Ene	172520	32,8	33,2	3938990,0	1299866,7	1328332,5	28465,8	13940000,0	602816,0
	Feb	137860	29,3	29,6	3698020,0	1220346,6	1243093,5	22746,9	6190000,0	267793,7
	Mar	115770	27,5	27,8	4074530,0	1344594,9	1363696,9	19102,0	3500000,0	139878,4
	Abr	108320	27,1	27,4	4038930,0	1332846,9	1350719,7	17872,8	2920000,0	108825,5
	May	142750	27,5	27,8	4099360,0	1352788,8	1376342,5	23553,7	9270000,0	388960,6
	Jun	120630	23,5	23,8	3997930,0	1319316,9	1339220,8	19903,9	3640000,0	142365,1
	Jul	159150	30,8	31,2	4084710,0	1347954,3	1374214,0	26259,7	8250000,0	343458,2
	Ago	169930	34,2	34,5	4190160,0	1382752,8	1410791,2	28038,4	5120000,0	214481,3
	Sep	144150	34,7	35,1	4126640,0	1361791,2	1385575,9	23784,7	4910000,0	197639,6
	Oct	178310	32,3	32,6	4149420,0	1369308,6	1398729,7	29421,1	6700000,0	299154,1
Nov	167130	22,4	22,7	4076070,0	1345103,1	1372679,5	27576,4	6210000,0	280734,9	
Dic	141350	31,9	32,3	4234050,0	1397236,5	1420559,2	23322,7	4960000,0	200300,4	
	TOTAL	1757870			48708810	16.073.907 \$	16.363.956 \$	290.049 \$	75.610.000 \$	3.186.408 \$
2006	Ene	161070	34,2	34,5	4096580,0	1351871,4	1378447,9	26576,6	4525534,0	214466,0
	Feb	144170	32,2	32,5	3880850,0	1280680,5	1304468,5	23788,0	3572000,0	158000,0
	Mar	142750	28,2	28,5	4268530,0	1408614,9	1432168,6	23553,8	4384000,0	186000,0
	Abr	128740	23,4	23,7	4039570,0	1333058,1	1354300,2	21242,1	4103000,0	187000,0
	May	89770	23,3	23,6	4287490,0	1414871,7	1429683,7	14812,0	3290000,0	120000,0
	Jun	116470	22,9	23,2	4152430,0	1370301,9	1389519,4	19217,5	3960000,0	170000,0
	Jul	135970	25,3	25,7	4324500,0	1427085,0	1449520,0	22435,1	6300000,0	270000,0
	Ago	136790	28,7	29,1	4369140,0	1441816,2	1464386,5	22570,3	6536692,0	273308,0
	Sep	156220	44,2	44,5	4281930,0	1413036,9	1438813,2	25776,3	5907669,3	262330,7
	Oct	148316	55,7	56,0	4428220,0	1461312,6	1485784,7	24472,1	4174012,0	181252,0
Nov	141595	34,7	35,0	4272220,0	1409832,6	1433195,7	23363,1	4844276,0	205724,0	
Dic	106800	28,1	28,5	4413170,0	1456346,1	1473968,1	17622,0	2590000,0	200000,0	
	TOTAL	1608661			50814630	16.768.828 \$	17.034.257 \$	265.429 \$	54.187.183 \$	2.428.081 \$
	TOTAL PERIODO	6177100	0	0	184034712	61.101.643 \$	62.151.634 \$	1.049.992 \$	252.557.183 \$	7.544.488 \$

Ecuador Importador - Colombia Exportador

	Colombia				Ecuador			
	E3	E4	E6	E8	I3	I4	I8	I9 + I6
2007	121.943.480,2 \$	2.968.526,6 \$	64.943.748,7 \$	47.109.509,6 \$	149.250.189,3 \$	16.709.265,0 \$	16.709.265,0 \$	114.940.621,8 \$
2008	100.564.010,8 \$	3.289.535,8 \$	79.495.497,2 \$	32.324.724,8 \$	165.711.533,5 \$	22.968.664,8 \$	22.968.664,8 \$	114.961.554,5 \$
2009	83.446.172,9 \$	2.626.826,4 \$	78.224.300,8 \$	32.921.137,1 \$	187.915.541,7 \$	24.134.828,5 \$	24.134.828,5 \$	113.617.729,3 \$
2010	56.461.430,7 \$	1.807.436,5 \$	69.692.246,4 \$	29.629.359,2 \$	131.310.881,6 \$	16.704.720,4 \$	16.704.720,4 \$	101.034.555,4 \$
2011	11.622.562,3 \$	250.783,2 \$	26.248.834,4 \$	7.801.108,5 \$	73.682.356,6 \$	6.596.371,9 \$	6.596.371,9 \$	34.275.340,8 \$
2012	14.559.845,4 \$	348.598,6 \$	26.076.243,5 \$	7.846.787,5 \$	79.378.452,8 \$	6.887.806,8 \$	6.887.806,8 \$	34.249.751,3 \$
2013	103.731,3 \$	2.144,1 \$	553.914,4 \$	158.395,9 \$	1.259.905,2 \$	71.964,5 \$	71.964,5 \$	714.048,2 \$
2014	19.581,1 \$	507,6 \$	125.112,5 \$	36.075,0 \$	55.148,7 \$	1.840,5 \$	1.840,5 \$	161.680,9 \$
2015	245.749,2 \$	7.460,8 \$	1.456.499,1 \$	503.560,9 \$	1.420.553,4 \$	133.189,3 \$	133.189,3 \$	1.964.309,5 \$
2016	1.135.265,6 \$	31.138,5 \$	1.635.472,5 \$	499.345,5 \$	4.439.207,8 \$	408.231,1 \$	408.231,1 \$	2.159.755,4 \$
	390.101.829,6 \$	11.332.957,9 \$	348.451.869,4 \$	158.830.004,2 \$	794.423.770,7 \$	94.616.883,0 \$	94.616.883,0 \$	518.079.347,1 \$

Ecuador Exportador - Colombia Importador

	Colombia				Ecuador			
	I3	I4	I8	I9 + I6	E3	E4	E6	E8
2007	245.833,3 \$	2.395,7 \$	2.395,7 \$	846.292,4 \$	6.174.939,8 \$	170.274,4 \$	252.299,8 \$	425.311,8 \$
2008	239.940,3 \$	2.174,2 \$	2.174,2 \$	1.007.032,6 \$	7.335.625,3 \$	224.432,5 \$	389.151,6 \$	408.040,8 \$
2009	234.525,8 \$	1.585,6 \$	1.585,6 \$	754.272,4 \$	3.598.132,3 \$	151.972,8 \$	372.104,9 \$	237.658,5 \$
2010	347.770,5 \$	6.448,4 \$	6.448,4 \$	1.618.410,7 \$	2.506.246,5 \$	112.461,0 \$	499.416,5 \$	1.100.600,0 \$
2011	931.063,4 \$	15.248,4 \$	15.248,4 \$	3.821.960,4 \$	3.153.487,6 \$	129.603,6 \$	1.499.386,0 \$	2.265.435,1 \$
2012	518.694,6 \$	8.289,6 \$	8.289,6 \$	2.865.224,1 \$	2.554.425,3 \$	106.790,4 \$	965.783,8 \$	1.841.248,2 \$
2013	64.375.929,7 \$	674.773,8 \$	674.773,8 \$	39.914.724,8 \$	8.992.042,9 \$	268.343,8 \$	3.117.532,9 \$	36.607.127,8 \$
2014	39.426.756,1 \$	401.833,3 \$	401.833,3 \$	42.088.158,8 \$	4.571.563,0 \$	136.185,4 \$	2.998.034,1 \$	38.968.507,1 \$
2015	40.703.173,1 \$	402.206,9 \$	402.206,9 \$	40.109.116,6 \$	17.082.200,7 \$	452.932,7 \$	3.734.279,2 \$	35.949.621,7 \$
2016	40.598.513,4 \$	368.049,5 \$	368.049,5 \$	36.913.172,1 \$	23.579.621,4 \$	579.471,3 \$	3.901.252,2 \$	32.476.078,8 \$
	187.622.200,3 \$	1.883.005,3 \$	1.883.005,3 \$	169.938.365,1 \$	79.548.284,8 \$	2.332.467,9 \$	17.729.241,0 \$	150.279.629,7 \$