

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ANÁLISIS DE LA EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A ECUADOR

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ARMANDO ALIPIO FLORES ESPINOZA

PROMOCIÓN
1978-I

LIMA – PERÚ
2006

ANÁLISIS DE LA EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A ECUADOR

A mi esposa e hijos, por su comprensión y paciencia
A mis padres por haberme enseñado el camino del bien

SUMARIO

El presente trabajo tiene como objetivo analizar la exportación de energía eléctrica a Ecuador mediante la interconexión Zorritos-Machala, determinando el impacto comercial y económico en el mercado eléctrico peruano, y formulando una propuesta de exportación de energía eléctrica. Este objetivo está alineado en la motivación que tiene una empresa generadora de electricidad, que es el de identificar alternativas de inversión y comercialización en la actividad de generación para aprovechar la oportunidad de participar en el mercado eléctrico ecuatoriano mediante la interconexión, a la luz de la publicación del RIEE, las ventajas de la complementariedad hidrológica entre ambos países y una mayor eficiencia del parque generador peruano por el uso del gas de Camisea.

Para ello, el trabajo se ha desarrollado en 4 capítulos. En el primer capítulo se efectúa un análisis del marco regulatorio de las interconexiones a nivel regional y las normas internas del Perú, Ecuador y Colombia países involucrados en la interconexión.

En el segundo capítulo, se analizará la información relacionada al mercado eléctrico de los 3 países comparando el marco regulatorio, demanda eléctrica, oferta eléctrica y la problemática del sector eléctrico de cada país.

En el tercer capítulo, se efectuará el análisis de la interconexión Perú-Ecuador, su situación actual, análisis de las variables que benefician esta interconexión y luego se aplicará el procedimiento estipulado por el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) para determinar las transferencias de energía entre Perú y Ecuador.

Finalmente, en el cuarto capítulo se efectuará un análisis energético y económico de la instalación de una planta térmica en base a gas natural, para las diferentes etapas que constituyen el proyecto integral de la interconexión. La instalación de esta planta térmica, se constituirá en la propuesta de exportación de energía para una empresa de generación.

ÍNDICE

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I MARCO CONCEPTUAL	6
1.1 Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Regional	7
1.1.1 Legislación Regional sobre las Transferencias Internacionales de Electricidad (TIE)	7
1.1.2 Marco Regulatorio de Ecuador para las TIE	7
1.1.3 Marco Regulatorio de Perú para las TIE	9
1.2 Experiencias de Interconexión Eléctrica	11
1.2.1 Interconexión Ecuador-Colombia	11
1.3 Beneficios y factores críticos de las interconexiones internacionales de electricidad	12
CAPÍTULO II ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO: PERÚ, ECUADOR Y COLOMBIA	14
2.1 Análisis del Entorno	14
2.2 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico	16
2.2.1 Estructura y Organización del Sector	16
2.2.2 Sistema Tarifario	19
2.2.3 Precios medios a Usuario Final	24
2.3 Demanda Eléctrica	24
2.3.1 Demanda Eléctrica de Perú	25
2.3.2 Demanda Eléctrica de Ecuador	27
2.3.3 Demanda Eléctrica de Colombia	30
2.4 Oferta Eléctrica	31
2.4.1 Oferta Eléctrica de Perú	32
2.4.2 Oferta Eléctrica de Ecuador	36
2.4.3 Oferta Eléctrica de Colombia	40
2.5 Perú: Impacto del gas de Camisea en el Sector Eléctrico	41

2.6	Problemática del Sector Eléctrico	43
2.7	Conclusiones	44
CAPÍTULO III ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LA INTER- CONEXIÓN PERÚ-ECUADOR		47
3.1	Situación actual de la Interconexión Perú-Ecuador	47
3.1.1	Antecedentes	47
3.1.2	Ejecución del Proyecto	48
3.1.3	Etapas del Proyecto	48
3.2	Análisis de las variables que benefician la interconexión Perú-Ecuador	52
3.2.1	Curva de Carga Diaria	52
3.2.2	Curva de Duración Anual	53
3.2.3	Variación Estacional de Demanda de Energía	54
3.2.4	Complementariedad Hidrológica	54
3.2.5	Costos Variables de las Plantas Térmicas	55
3.3	Análisis Energético de la Interconexión Perú-Ecuador	57
3.3.1	Premisas	57
3.3.2	Metodología de Evaluación	60
3.3.3	Evaluación Energética	61
3.3.4	Conclusión de la Evaluación Energética	69
CAPÍTULO IV PROPUESTA DE EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE LAS TIE		70
4.1	Instalación de una planta térmica a gas	70
4.1.1	Tipo de Central	70
4.1.2	Ubicación	71
4.1.3	Tamaño	71
4.1.4	Inversión	72
4.1.5	Cronograma de Ejecución de Obra	72
4.1.6	Producción de la Turbo Gas	72
4.1.7	Evaluación Económica de la Turbo Gas	73
4.1.8	Conclusión de la Evaluación Económica de la Turbo Gas	77
4.2	Alternativa de exportación de energía eléctrica por medio de Contratos a Plazo	78
4.2.1	Mercado objetivo de los Contratos a Plazo	78

VIII

4.2.2	Componentes mínimos de los Contratos a Plazo	79
4.2.3	Factores críticos del Mercado de Contratos	81
	CONCLUSIONES	82
	ANEXOS	84
	BIBLIOGRAFÍA	101

INTRODUCCION

La culminación de la interconexión eléctrica de Perú con Ecuador ha generado reacciones diversas en los actores del sector eléctrico del país. Aquellos que están a favor, piensan que es una oportunidad de negocio debido a los altos precios del mercado eléctrico ecuatoriano. Por el contrario, aquellos que difieren de esta opinión piensan que existe un riesgo de incremento en los precios de energía en el país debido a la ampliación de la demanda ó la profundización de los problemas actuales en la infraestructura de nuestra red de transmisión.

Sin embargo, las interconexiones eléctricas no son un tema nuevo. En Sudamérica ya se tienen experiencias que datan de procesos de integración binacional desde hace varias décadas, tales como Argentina-Brasil, Argentina-Chile, Argentina-Paraguay y otros.

Una experiencia cercana de los beneficios de la interconexión eléctrica se aprecia en la interconexión Ecuador-Colombia, donde este último país generó en el año 2004 una facturación de US\$ 135 millones por concepto de exportaciones, bajo el esquema de Transacciones Internacionales Eléctricas de Corto Plazo (TIE). Este mecanismo establecido por la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), releva la eficiencia en la generación eléctrica, el cual se logra implementando nuevas tecnologías de generación, como es con el uso de gas natural; teniendo el Perú un gran potencial de dicho combustible gracias a los yacimientos de Camisea.

El beneficio económico del gas de Camisea en el sector eléctrico peruano ya se aprecia, pues las tarifas eléctricas han disminuido en un orden mayor al 20%, por el menor costo de generación eléctrica. En Argentina, Bolivia y Chile, los cambios producidos por el uso intensivo de gas natural en la generación eléctrica produjo una caída de precios y el incremento de la competencia entre generadores.

El marco general bajo el cual funcionará la interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador, es la Decisión 536 *Marco General para la Interconexión Subregional de los Sistemas Eléctricos* de la CAN y en coherencia con este marco el Ministerio de Energía y Minas ha publicado el *Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad* (RIEE), bajo el cual se tratará todas las transacciones de electricidad del Perú con los países

miembros de la CAN. Esta interconexión eléctrica que se caracteriza por la complementariedad hidrológica de ambos, permitirá la reducción significativa de los costos operativos, el riesgo de racionamiento de energía eléctrica, además de permitir un incremento del tamaño del mercado y por ende de las oportunidades comerciales para los agentes del mercado.

Cabe precisar que debido a la complementariedad hidrológica, el periodo de estiaje de Ecuador (octubre-marzo) coincide con el periodo de avenida del Perú y la diferencia de los costos marginales promedio en dicho periodo para los años 2004-2005, fueron mayor a 50 US\$/MWh (33 US\$/MWh para Perú y 87 US\$/MWh para Ecuador).

Bajo este contexto, por un lado la interconexión Ecuador-Perú es una realidad y por otro lado el Perú cuenta con gas de Camisea que hará que los costos de producción disminuyan y en consecuencia el precio de la energía será mucho mas competitiva que el de Ecuador, el presente trabajo buscará identificar alternativas de exportación de energía eléctrica para una empresa generadora, analizando el marco regulatorio de las TIE, evaluando los intercambios de energía a través de la interconexión y determinando las oportunidades y riesgos de incursionar en el mercado ecuatoriano, luego del cual se efectuará una propuesta de exportación de energía hacia Ecuador mediante la implantación de una planta térmica a gas natural.

Motivación

Por lo expuesto, la principal motivación del presente trabajo es identificar alternativas de inversión y comercialización en la actividad de generación eléctrica para aprovechar la oportunidad de participar en el mercado eléctrico ecuatoriano mediante la interconexión eléctrica Zorritos-Machala, a la luz de la publicación del RIEE, las ventajas de la complementariedad hidrológica entre ambos países y una mayor eficiencia del parque generador peruano por el uso del gas de Camisea.

Objetivo

El presente trabajo tiene como objetivo analizar la exportación de energía eléctrica hacia Ecuador mediante la interconexión Zorritos-Machala, determinando el impacto comercial y económico en el mercado eléctrico peruano, y desarrollando una propuesta de exportación de energía eléctrica.

Objetivos Específicos

- Analizar los avances de las interconexiones regionales existentes en Latinoamérica.
- Determinar las oportunidades y riesgos del mercado eléctrico de Ecuador.
- Determinar el comportamiento energético de la interconexión.
- Determinar el mercado objetivo en Ecuador.
- Determinar las alternativas de exportación de energía eléctrica.
- Evaluar económicamente las alternativas propuestas.

Preguntas de Investigación

- ¿Qué efectos económicos tendrá en el Perú la interconexión eléctrica con el Ecuador?
- ¿Existen oportunidades de comercialización de electricidad con Ecuador a pesar de las tarifas bajas de la energía colombiana?

Alcances y limitaciones de la investigación

El alcance de este trabajo de investigación es identificar las oportunidades de negocio derivadas del presente proceso de interconexión. Las principales limitaciones encontradas en este proceso de investigación fueron: la restricción a la información operativa del mercado ecuatoriano y colombiano, tanto de los organismos reguladores como de los agentes participantes del sector, y el acceso limitado a los principales documentos referidos a la regulación y comercialización de electricidad de otras naciones.

Contenido del Proyecto

Para cumplir con el objetivo del presente trabajo, éste ha sido dividido en 4 capítulos.

En el primer capítulo, se efectuará el análisis de los desarrollos en materia regulatoria de las interconexiones existentes en Latinoamérica, así como los principales avances normativos para la realización de las transacciones eléctricas en la interconexión de Ecuador-Colombia y Ecuador-Perú. Se analizará el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE), norma bajo el cual Perú efectuará las transacciones de electricidad con Ecuador.

En el segundo capítulo, se analizará la información relacionada al mercado eléctrico de Perú, Ecuador y Colombia, que son los países involucrados en la interconexión. Se analizará en forma comparativa el marco regulatorio, demanda eléctrica, oferta eléctrica y

la problemática del sector eléctrico de cada país. Se dará énfasis en el mercado ecuatoriano a fin de identificar las verdaderas dimensiones de la oportunidad de negocio generadas con la implementación de la interconexión.

En el tercer capítulo, se efectuará el análisis de la interconexión Perú-Ecuador, su situación actual, análisis de las variables que benefician esta interconexión y luego se aplicará el procedimiento estipulado por el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) para determinar las transferencias de energía entre Perú y Ecuador. Este análisis energético se realizará para las diferentes etapas de la interconexión, en un horizonte de 10 años y se valorizará a costos marginales. Para la determinación de los costos marginales y la producción de las unidades de generación, se utilizarán modelos computacionales de despacho energético que simulan la operación económica de los sistemas eléctricos, mediante la optimización de variables como: demanda, oferta, hidrología, precio de combustibles, mantenimientos y otros.

Finalmente, en el cuarto capítulo se efectuará un análisis energético y económico de la instalación de una planta térmica en base a gas natural, para las diferentes etapas que constituyen el proyecto integral de la interconexión. La instalación de esta planta térmica, se constituirá en la propuesta de exportación de energía para una empresa de generación.

Metodología de investigación

El trabajo de investigación ha sido del tipo exploratorio y se ha realizado siguiendo una metodología de análisis de información primaria y secundaria. Se ha tomado en cuenta experiencias de interconexión eléctrica en otros países y sus regulaciones.

Recopilación de información primaria

- Se realizaron entrevistas a los principales actores de los sectores eléctricos de Perú y Ecuador: Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), Centro Nacional de Energía (CENACE), Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC), Red de Energía del Perú (REP), empresas generadoras, empresas distribuidoras y otros.
- Se asistió a seminarios y conferencias organizadas por la entidad de despacho de Ecuador y por entidades gremiales de Perú vinculadas al sector, teniéndose la

participación de agentes del mercado eléctrico ecuatoriano y peruano y de sus respectivas autoridades.

Recopilación de información secundaria

- Se obtuvo información especializada de los centros de documentación de los organismos reguladores de ambos países.
- Se obtuvo información a través de las páginas web de las empresas participantes en ambos mercados, situación financiera y comercial.
- Se obtuvo información de los principales avances en materia regulatoria de Ecuador y Colombia.

CAPITULO I

MARCO CONCEPTUAL

La exportación de energía eléctrica es una actividad que por su singularidad especial, no requiere someterse a un procedimiento de despacho aduanero para su salida del país, como las “mercancías en libre circulación” (Ley General de Aduanas, 1996), pero si que se cumplan condiciones particulares en el mercado para su desarrollo.

La energía eléctrica es un producto que se genera y se envía directamente a un Sistema Eléctrico Interconectado, medio por el cual se suministra energía al mercado eléctrico (distribuidoras y usuario final). En un mercado eléctrico interconectado los mercados internos y externos son uno sólo, donde la exportación es posible cuando uno de los sistemas produce energía a menor costo (aplicación de las TIE)

Por consiguiente, se requiere una eficiencia de generación para exportar, y para ello un mercado de competencia. Las experiencias de reformas en otros países de la región indican que es “posible instalar mercados de competencia en generación y de clientes libres” (De Paula, 2003: 382) Asimismo la incorporación del gas con precios más bajos que los derivados de petróleo y las nuevas tecnologías de generación térmica ha permitido el aumento de la competencia en mercados de generación marcadamente concentrados (De Paula, 2003).

Una empresa que evalúe invertir en este tipo de negocio debe tener conocimiento de las fuerzas competitivas de los sectores involucrados en ambos países. Se requiere evaluar aspectos tales como: el marco regulatorio de ambos países, las condiciones de demanda del mercado meta, su tamaño, requerimiento (precio, calidad de producto, de servicio), la capacidad de oferta tanto en términos cuantitativos (capacidad de generación) como cualitativos (eficiencia de generación) y las fuentes energéticas disponibles. Además se requiere de una evaluación de escenarios y de la rentabilidad del proyecto de inversión planteado.

1.1. Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Regional

Siendo la regulación una medida adoptada por los países de la región para crear mercados competitivos, se presentan los avances regionales en materia regulatoria además de las experiencias recogidas de otras interconexiones existentes en Latinoamérica, para conocer el resultado de su aplicación, los beneficios y factores críticos que influyen en las transacciones internacionales de electricidad.

1.1.1. Legislación Regional sobre las Transacciones Internacionales de Electricidad

Después de sentarse las bases de armonización para la interconexión mediante la Declaración de Quito en julio del año 2001 y de firmarse el Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos en Cartagena de Indias el 22 de septiembre del 2001, la Comisión de la Comunidad Andina de Naciones(CAN)¹ aprobó la Decisión CAN 536, denominado “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambios Intracomunitario de Electricidad”, en Lima-Perú, el 19 de diciembre del 2002.

Esta norma establece las reglas fundamentales para la interconexión subregional, entre las cuales destacan: la no discriminación de precios ni el tratamiento de los agentes internos y externos; el libre acceso a las líneas de interconexión cuyo uso será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados; la exclusión de los contratos de compraventa en la determinación del despacho económico; y permitir las transacciones internacionales de electricidad a corto plazo (TIE).

Respecto a las TIE, se especifica que para que estas puedan desarrollarse se deben constituir garantías económicas en ambos países.

1.1.2. Marco Regulatorio de Ecuador para las TIE

El organismo que regula la actividad eléctrica es el CONELEC, mientras que el organismo operador del sistema interconectado es el CENACE.

a) Ley de Régimen del Sector Eléctrico

Esta Ley establece como condición para la exportación de electricidad sólo cuando se produzcan excedentes luego de satisfacer la demanda interna, adicionalmente se indica que deberá contar con la autorización del CENACE. Establece que la energía y potencia

¹ La Comunidad Andina de Naciones (CAN) está conformada por Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela y Bolivia.

eléctrica ofrecida por los países con quienes se interconecte serán consideradas en la programación del despacho económico que realiza CENACE diariamente. Sobre los Contratos a Plazo, define que serán libremente acordados entre las partes interesadas, con un plazo mínimo de un (1) año y que deberán desarrollarse con intervención del CENACE.

Estos Contratos a Plazo, deberán ser cumplidos por los generadores hayan sido o no programados en los despachos por el CENACE. De no haber sido programados, el generador debe cumplir con su contrato por medio del generador que haya resultado despachado, vendiendo el precio pactado con sus clientes, y pagando al generador que haya resultado despachado el precio correspondiente.

b) Reglamento y Regulación para las Transacciones Internacionales de Electricidad

En diciembre del 2002, Ecuador aprueba este Reglamento la cual adopta los principios fundamentales de la Decisión CAN 536, así como lo relacionado a los aspectos operativos y comerciales de las transacciones internacionales a corto plazo.

Esta norma establece que la comparación de precios para decidir el sentido de las transacciones se hará en los nodos frontera.

En cuanto a la Regulación, es aprobada en una primera versión en febrero del 2003, pero modificada en agosto del 2004 al establecerse la inclusión de la demanda internacional en la asignación de rentas de congestión (al igual que en Colombia)

c) Metodología aplicada para las Transacciones Internacionales de Electricidad a Corto Plazo

La metodología seguida por Colombia y Ecuador para efectivizar las transacciones internacionales de electricidad a corto plazo se basa en una comparación de los precios de oferta de la energía en ambos países, metodología actualmente empleada en la operación comercial de la interconexión Colombia-Ecuador.

Esta normativa establece que los precios de oferta para exportar (POE) deben incluir, a más del costo marginal, todos los otros costos que involucran llevar la energía al nodo frontera de cada país.

Las transferencias energéticas, aplicando las TIE, se establecen comparando el precio de oferta del país exportador con el precio de oferta del país importador (POI), si el precio de oferta de exportación es menor al precio de oferta de importación se cumple la

condición suficiente y la transacción se ejecuta y se obtienen las transferencias energéticas entre los sistemas con la cual se procede a la evaluación económica de los beneficios.

La figura siguiente muestra un esquema de la metodología utilizada para encontrar las transferencias energéticas aplicando las TIE.

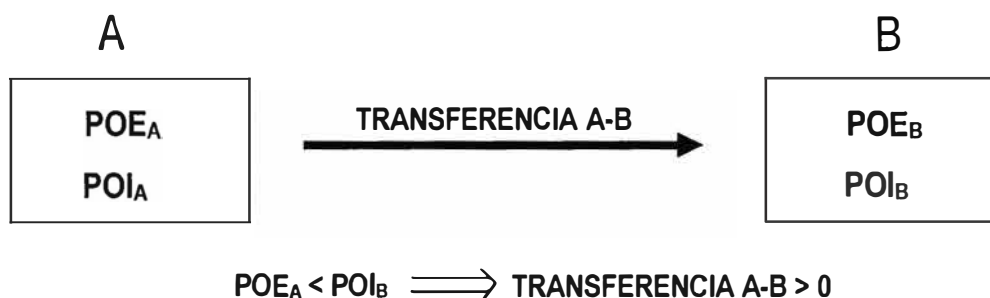


Fig. 1.1 Metodología de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE)

1.1.3. Marco Regulatorio en Perú para las TIE

La entidad que regula la actividad eléctrica es el Ministerio de Energía y Minas y el administrador del sistema es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). El Marco Regulatorio para las Transacciones Internacionales de Electricidad, es la Ley de Concesiones Eléctricas y el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE).

a) Ley de Concesiones Eléctricas

Establece en su artículo 47, que para la fijación de Tarifas de Barra la oferta y demanda extranjera para los próximos veinticuatro (24) meses serán los datos históricos de las transacciones internacionales del último año.

b) Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE)

El 25 de diciembre del 2004, el Ministerio de Energía y Minas publicó el Reglamento de Importaciones y Exportaciones de Electricidad (RIEE) en el marco de las disposiciones contenidas en la Decisión CAN 536, con el objeto de regular las transacciones de importación y exportación de electricidad en los aspectos operativos, comerciales y tarifarios, y prever la operación no sincronizada del enlace entre Perú y Ecuador. Este

primer reglamento fue sustituido por otro que fue publicado el 24 de Noviembre del 2005, el mismo que está vigente a la fecha.

c) Metodología de las Transacciones Internacionales de Electricidad según el RIEE

De acuerdo al RIEE, las Transacciones Internacionales de Electricidad se efectuarán como resultado del despacho económico que se realice a partir de la comparación de las curvas de oferta en los Nodos Frontera del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y las curvas de oferta en los Nodos Frontera de los Otros Sistemas Interconectados, considerando el Umbral de Precios.

Para la construcción de las curvas de oferta en los Nodos Frontera se considerará:

- El costo marginal de corto plazo de la energía
- Costos adicionales imputables a los intercambios internacionales, tales como: el mantenimiento de las distintas reservas de operación, el control de tensiones y gestión de reactivos, los requeridos para preservar la seguridad de los Sistemas y los requeridos para garantizar las maniobras operativas
- Tributos y demás cargos aplicables a las TIE
- Otros cargos aplicables a la demanda.

Además de las curvas de oferta se consideran los Cargos Fijos que son aplicables a los Nodos Frontera, y están constituidos por los cargos de: potencia de generación, peajes de transmisión, cargo por funciones del Administrador y del Operador y otros cargos no asociados al volumen de las transacciones de energía.

Las transferencias de electricidad entre Perú y Ecuador están supeditadas a que cualquiera de los Sistemas involucrados haya declarado previamente que asumirá el pago de los Cargos Fijos del Otro Sistema, en el mes calendario al que correspondan las comparaciones de las curvas de oferta, y haya efectuado el depósito de la garantía correspondiente.

Respecto a las garantías, la garantía por los Cargos Fijos deberá cubrir el monto total estimado de la facturación mensual por este concepto y deberá ser depositado íntegramente antes del inicio de las transacciones del mes correspondiente. Las garantías por los cargos de energía deben cubrir el monto neto del programa de exportación para un período mínimo de un día.

1.2 Experiencias de Interconexión Eléctrica

De las experiencias recopiladas de las interconexiones eléctricas de América Central y MERCOSUR se puede concluir que todas desarrollaron acuerdos marcos para establecer condiciones de competencia en el sector eléctrico de los países miembros, que sin embargo han derivado en resultados diferentes. Así, en América Central luego de la firma del Tratado Marco el mercado se ha visto impulsado por factores favorables como el compromiso conjunto de los gobiernos y el establecimiento de un ente regulatorio regional. En cuanto a las experiencias del grupo de países del Mercosur, éstas cuentan con un marco común, denominado “Memorando de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el Mercosur” las cuales han sido complementadas con la firma de acuerdos binacionales que han logrado salvar situaciones de emergencia en algunos casos, asimismo se vienen efectuando coordinaciones para mejorar el marco regulatorio inicial y adecuarlo a la realidad de sus mercados, como también para mejorar la operatividad de sus interconexiones.

1.2.1 Interconexión Ecuador-Colombia

Este proyecto entró en operación en marzo del 2003, con una línea de transmisión de 230 kV, doble terna y capacidad nominal de 250 MW.

La regulación de Ecuador, se compone básicamente por la ‘Ley de Régimen del Sector Eléctrico’ aprobada en 1996, el ‘Reglamento para Transacciones Internacionales de Electricidad’, aprobado en diciembre del 2002, y por la ‘Regulación CONELEC-002/03 para el Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad’ aprobada en febrero del 2003, que se analizará mas adelante.

Por su parte Colombia, a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) aprueba la ‘Regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo’ en febrero del 2003, que adopta como marco la Decisión CAN 536. Define que la curva de oferta colombiana, incluye: el precio marginal del último programa de despacho ideal; los costos por energía generada por restricciones del sistema interconectado; los cargos de uso del sistema de transmisión; los costos de servicio del Administrador y del Operador del sistema; los costos por uso del sistema interconectado regional; los costos de la energía generada por restricciones del enlace y los cargos de conexión establecidos.

De acuerdo al Administrador del Mercado Eléctrico Mayorista de Ecuador, CENACE, entre los beneficios encontrados por parte de Ecuador, destacan: la optimización del sistema integrado (donde la energía fluye desde el sistema más económico) y la mejora en la calidad y confiabilidad del suministro.

Según estadísticas de CONELEC, en el año 2004, Ecuador exportó hacia Colombia 34,97 GWh facturando US\$ 0,76 millones a un precio medio de 21,8 US\$/MWh, mientras que Colombia exportó a Ecuador 1 642 GWh obteniendo un ingreso de US\$ 134,11 millones a un precio medio de 81,7 US\$/MWh con impacto positivo en las divisas y PBI colombiano.

1.3. Beneficios y factores críticos de las interconexiones internacionales de electricidad

De las experiencias recogidas en Latinoamérica, la principal característica viene dada por la diversidad de acuerdos binacionales desarrolladas a la medida de cada interconexión efectuada entre los países.

Se comprueba que en esta materia, la presencia de una normativa común no es la única respuesta para obtener una verdadera integración de los mercados. De acuerdo a lo descrito, los mercados tienen que evolucionar de manera conjunta al igual que sus regulaciones.

Asimismo, no se puede indicar que la regulación operativa y comercial vigente de la interconexión de Ecuador con Colombia puede aplicarse de manera concluyente a la interconexión con el Perú. Las realidades estructurales del sector y de los mercados son diferentes, los precios de la energía en Ecuador son menores cada año, si bien no son menores a los precios del Perú, la estrategia propuesta por nuestro país debe prever mecanismos que promuevan la eficiencia operativa del parque generador, realidad a la que no se enfrentó en un primer momento Colombia.

La interconexión del Mercosur, es un ejemplo del éxito que puede tener el modelo de una norma directriz regional y varios acuerdos binacionales establecidos de acuerdo a las realidades de cada interconexión, proporcionando flexibilidad ante las eventuales variaciones del costo o disponibilidad de sus fuentes de generación.

El proceso de interconexión eléctrica a nivel regional permite la explotación de economías de escala, por lo que las empresas transnacionales empiezan a organizarse a

modo de redes maximizando su valor agregado, concentrando unidades económicas complementarias en toda una región en vez de hacerlo en un solo país.

La infraestructura de las interconexiones eléctricas existentes ha sido resultado de acuerdos bilaterales en vez de ser consecuencia de las fuerzas de un mercado abierto, por lo que encuentra generalmente limitaciones en su utilización dado que han sido diseñadas para un flujo determinado.

La inversión privada en los procesos de integración eléctrica se hará presente al observarse regulaciones que creen condiciones de competencia entre los agentes participantes de los mercados regionales. Los acuerdos binacionales deben existir para salvar situaciones de emergencia o eventualidades ajenas al comportamiento del mercado libre, y no para determinar la capacidad de interconexión entre las naciones.

Por la experiencia recogida del desarrollo de las interconexiones en Latinoamérica se pueden definir entre los principales beneficios de las interconexiones:

- La disminución de los costos marginales por empleo de electricidad de sistemas menos costosos.
- El apoyo mutuo en situaciones de emergencia.
- La explotación de la complementariedad hidrológica.

Asimismo, se puede determinar como factores críticos para el desarrollo de las interconexiones eléctricas:

- La rol del estado como promotor de la competitividad del sector eléctrico a través de su liberalización de sus mercados.
- El enfoque común de los estados sobre los beneficios a largo plazo de la integración regional.
- La presencia de organismos regionales que permanentemente busquen el mejoramiento continuo de la regulación de las transacciones eléctricas.

CAPITULO II

ANALISIS DEL SECTOR ELECTRICO: COLOMBIA, ECUADOR Y PERU

En esta sección se analizará de manera comparativa las características y el funcionamiento del mercado eléctrico de Colombia, Ecuador y Perú a fin de conocer el nivel de competitividad del Sector Eléctrico.

2.1. Análisis de Entorno

Antes de iniciar con el desarrollo del capítulo, de manera breve se hará referencia a algunos aspectos del entorno económico, político y social de Colombia, Ecuador y Perú, en especial del aspecto económico, dada la relación que tiene con el desarrollo del mercado eléctrico. Asimismo se indicará la posición competitiva de cada país según lo determinado por el Foro Económico Mundial (FEM).

Como se aprecia en la tabla siguiente, a partir del año 2000 las economías de Colombia, Ecuador y Perú muestran una recuperación, sobre todo en el caso de Ecuador, debido a la crisis que tuvo en 1999 que motivó la caída de sus ingresos reales y dio como resultado la dolarización de su economía. En el caso de Perú es apreciable la estabilidad económica obtenida a partir del 2001.

TABLA N° 2.1. Colombia, Ecuador y Perú: Tasa de crecimiento de PBI (1998-2004)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Perú	-0,6	0,9	2,8	0,3	4,9	3,8	4,2
Ecuador	0,4	-6,3	2,8	5,1	3,4	3,0	4,5
Colombia	0,6	-4,2	2,9	1,5	1,8	3,9	4,0

Al respecto, según estimaciones efectuadas para el periodo 2005-2007¹ el crecimiento económico de estos países será superior al 4%. En el actual contexto dichos países tienen como condición favorable la oportunidad de exportar a EE.UU. con aranceles liberados² y

¹ El Programa Económico de Ecuador establece un PIB mayor al 5% para el 2003-2007; el Ministerio de Hacienda y Crédito de Colombia un PIB real de 4% para el 2004-2015 y en Perú un PBI promedio de 4,5% para el 2003-2007, según Carta al FMI.

² La liberación es para ciertos productos y dentro de la negociación del Tratado de Libre Comercio (TLC) con EE.UU.

en el caso de Perú adicionalmente el contar con una reserva disponible de gas natural para 30 años (gas de Camisea)³.

Debe señalarse que la posición competitiva de estos países, según ranking del 2004 elaborado por el Foro Económico Mundial, ha disminuido con respecto al año anterior; sin embargo Colombia se ubica en una mejor posición que Ecuador y Perú, tal como se aprecia en la tabla siguiente.

TABLA N° 2.2. Colombia, Ecuador y Perú: Indicador de competitividad (2001-2004)

	2001	2002	2003	2004
Perú	55	54	57	67
Ecuador	68	73	86	90
Colombia	65	56	63	64

Los temas evaluados en este ranking cubren aspectos de innovación tecnológica, instituciones públicas y condiciones macroeconómicas. Su análisis permitió advertir que los factores más problemáticos que afectan la competitividad de los países de América Latina a la hora de hacer negocios son la inestabilidad política, la burocracia ineficiente y la corrupción.

Al respecto, puede considerarse como causa del bajo nivel de competitividad del Perú al ruido político existente y a la insuficiente estabilidad jurídica, que en opinión del empresariado desmotiva las inversiones en el país⁴. Cabe señalar que según estadísticas del Ministerio de Energía y Minas, la inversión privada en el sector eléctrico disminuyó a partir del 2001, siendo en dicho año el 15,5% de lo invertido en el 2000 y en el 2003 sólo el 9,3%.

En relación a Ecuador, se advierte que el hecho de haber tenido 6 presidentes en 5 años⁵ y tener un ambiente de tensión política y social crea un ambiente desfavorable para la inversión. En el sector eléctrico, por ejemplo, sólo existen dos generadores privados (Machala Power y Electroquil) que tienen el 9% del total de potencia efectiva del país, los cuales nacieron por iniciativa propia y no tanto de privatización.

Por su parte, Colombia en el 2004 ha creado un ambiente de confianza en el empresariado y motivado la inversión⁶, no obstante el problema de terrorismo que allí se vive. El crecimiento de la industria en los últimos años motivó el crecimiento de la demanda eléctrica y por ende el desarrollo del Mercado Eléctrico.

³ Según investigación del Comité de Regulación de Energía (1990).

⁴ Opinión de gremios empresariales representados por CONFIEP (Gestión, 2004)

⁵ Sixto Durán, Abdalá Bucarám, Fabián Alarcón, Jamil Mahuad, Gustavo Noboa y Lucio Gutierrez

⁶ Según encuesta realizada por la Asociación Nacional de Industrias (ANDI) de Colombia

2.2. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

En la década de los noventa, Colombia, Ecuador y Perú llevaron a cabo la reestructuración de sus respectivos sectores eléctricos, lo cual implicó el establecimiento de un marco legal para la regulación de las actividades eléctricas.

2.2.1. Estructura y Organización del Sector Eléctrico

La estructura del sector eléctrico de Colombia, Ecuador y Perú, presenta características similares y algunas diferencias en cuanto al funcionamiento del mercado eléctrico y a las actividades eléctricas establecidas, tal como se aprecia en la siguiente tabla.

TABLA N° 2.3 Colombia, Ecuador y Perú: Características del Sector Eléctrico

	COLOMBIA	ECUADOR	PERU
Legislación Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Ley N° 143 de fecha 07/11/1994 Reglamento de la Ley 142, 143/94 - Decreto N° 3087 del 23/12/1997 	<ul style="list-style-type: none"> Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) publicado el 10/10/1996 Reglamento de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (RLRSE), vigente a fines de 1996 	<ul style="list-style-type: none"> Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) vigente el 05/12/1992 - D. Ley N°25844. Reglamento de la LCE (RLCE) - D. Sup. N° 009-93-EM. Vigente en 1993
Actividades del Sector	Generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad (Art. 1 Ley 143)	Generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación (Art. 4 de la LRSE)	Generación, transmisión, distribución, Comercialización (Art. 1 de la LCE)
Órgano regulador	La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)	Organismo de la Supervisión de la Inversión en Energía (OSINERG)
Entidad de despacho	<ul style="list-style-type: none"> Centro Nacional de Despacho (CND) ISA <p>- <u>Función del CND:</u> Planeación, supervisión y control de las actividades del Sistema Interconectado Nacional, da instrucciones a los Centros Regionales de Despacho (Art.11).</p> <p>- <u>Función de ISA:</u> es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), encargado de liquidar las operaciones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), conformado por generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores (Art. 22 de la LRSE) <p>- <u>Función:</u> Administrar las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista, responsable del abastecimiento de energía al mínimo costo (Art.23 LRSE)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Comité de Operación Económica del Sistema (COES), conformado por generadores y transmisores (Art. 39 de la LCE) <p>- <u>Función:</u> Administrar la operación del Sistema Interconectado. Determinar el programa de operación que minimice el costo de operación (Art.41 y 47 LCE)</p>
Sistema Interconectado	<ul style="list-style-type: none"> Sistema Interconectado Nacional (SIN) 	<ul style="list-style-type: none"> Sistema Nacional Interconectado (SNI) 	<ul style="list-style-type: none"> Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)
Agentes del Mercado Eléctrico	Generadores, distribuidores, transmisores, comercializadores, empresas de interconexión y Grandes Usuarios	Generadores, distribuidores, transmisores y Grandes Consumidores (Art. 11 de la LRSE y Art. 76 del RLRSE)	Generadores, distribuidores, transmisores y Clientes Libres (Art. 92 del R LCE)
Transacciones en el Mercado Eléctrico	Transacciones en la Bolsa de Energía y por contratos de largo plazo.	Transacciones en el Mercado Ocasional y por contratos.	Transacciones en el Mercado Spot y por contratos.

El funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano y peruano se rige por el criterio del mínimo costo, teniendo los agentes del mercado la obligación de proporcionar información de sus operaciones a la entidad de administración de despacho para que ésta

efectúe el cálculo del costo marginal y la programación del despacho del sistema eléctrico interconectado⁷.

Por su parte, la legislación eléctrica de Colombia contempla la eficiencia del sistema eléctrico en base a un esquema de funcionamiento de Bolsa de Energía⁸, en el que empresas generadoras envían al Consejo Nacional de Despacho (CND) información de precios y de disponibilidad esperada de producción por cada recurso de generación, en base de los cuales se fija el precio en bolsa, permitiéndose con ello el fomento de la competencia y la obtención de precios eficientes. Asimismo, la legislación colombiana establece criterios de calidad, seguridad y confiabilidad para la realización de transacciones en el mercado eléctrico (Art. 38 de la Ley 143).

Estas transacciones eléctricas en los Mercados Spot y Ocasional de Perú y Ecuador respectivamente, se realizan en base a “Costos Marginales”⁹. En dichos mercados, que son similares, se realizan transacciones de compra y venta de energía así como de potencia, no siendo necesario realizar contratos. En el caso de la Bolsa de Energía de Colombia (similar a los Mercados Spot y Ocasional) las transacciones si deben realizarse en base a contratos, aplicándose en su liquidación “Precios en Bolsa”.

Cabe señalar que el Costo Marginal, de acuerdo al reglamento de la legislación eléctrica de Perú, es el costo promedio en el que incurre el sistema eléctrico en su conjunto para suministrar una unidad adicional de energía en una unidad de tiempo horario (MEM, 1993); similar concepto se tiene en Ecuador.

El Precio en Bolsa, de acuerdo al glosario de ISA, corresponde, en condiciones normales de operación, al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal¹⁰ y que no presentan inflexibilidad. Asimismo representa un precio único para el sistema interconectado en cada periodo horario.

En términos sencillos “Costo Marginal” y “Precio en Bolsa” se refieren al precio de la última central que se despacha para cubrir una demanda adicional del sistema. Su diferencia radica en que el Costo Marginal es determinado por la entidad de despacho mediante procedimientos de cálculos que son regulados, en cambio el Precio en Bolsa está

⁷ Según Art. 92 del RLCE de Perú y Art. 75 del RLRSE de Ecuador.

⁸ Esquema establecido en 1995, véase documento elaborado por ISA “Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano”

⁹ Liquidación a cargo de CENACE y COES (Art. 49 RLRSE y Art.107-109 de la LCE). ASIC en Colombia (ISA: 2004).

¹⁰ El despacho ideal no incluye las generaciones necesarias para cubrir restricciones del sistema (UPME: 2004).

en función de precios de oferta que presentan los generadores en la Bolsa de Energía, siendo estos precios auditados¹¹.

Las figuras 2.1, 2.2 y 2.3 muestran de manera general el esquema de organización y funcionamiento del Mercado Eléctrico de Colombia, Ecuador y Perú. La última figura antes indicada muestra que las transacciones eléctricas en el Mercado Spot de Perú se realizan entre generadores, lo cual no ocurre en el caso del Mercado Ocasional de Ecuador, pues en este mercado se permite además transacciones entre generadores-distribuidores y generadores-grandes consumidores.

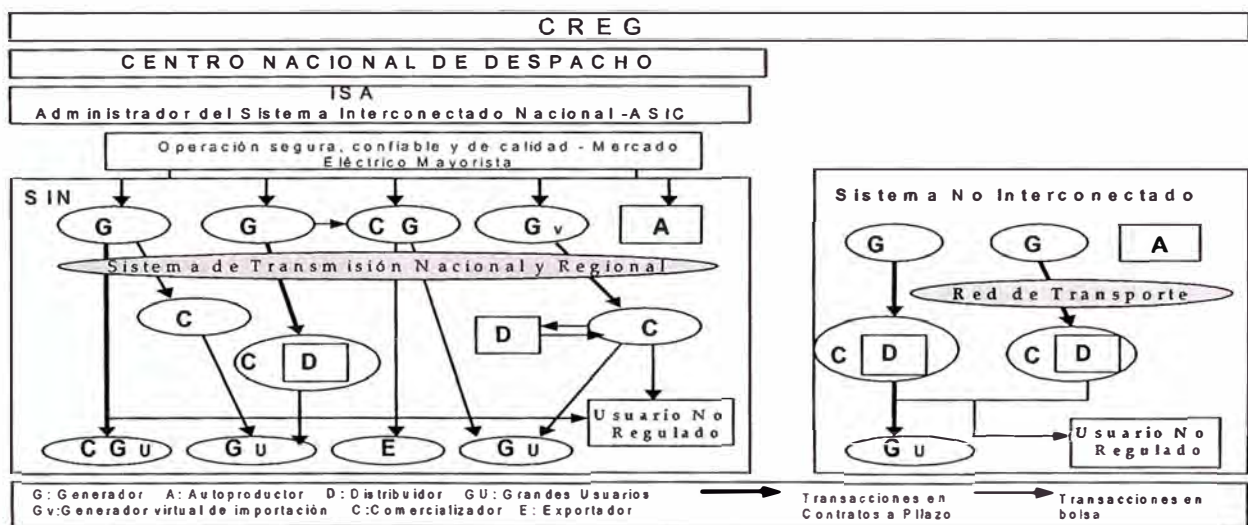


Fig. 2.1 Colombia: Estructura y Organización del Sector Eléctrico

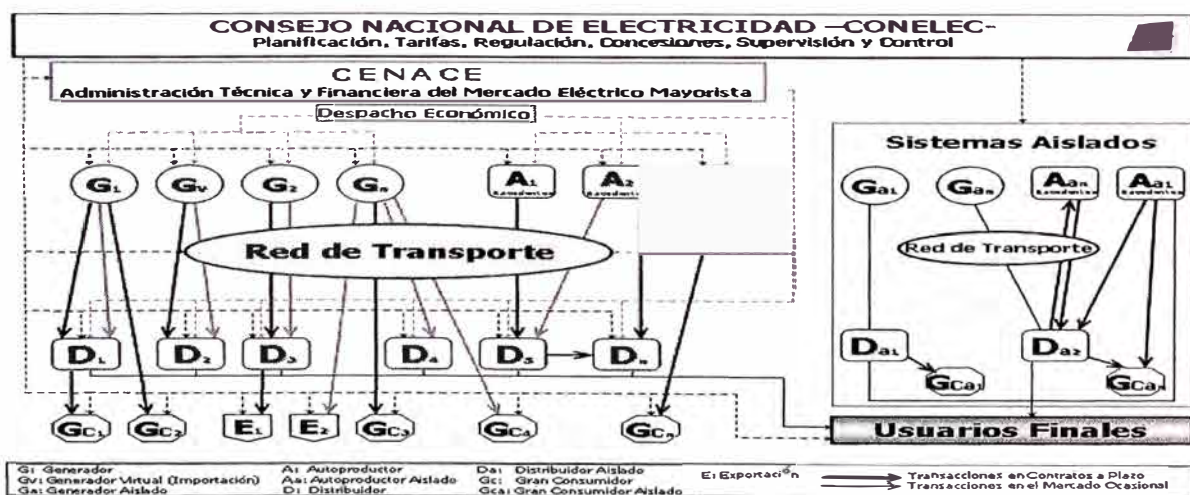


Fig. 2.2 Ecuador: Estructura y Organización del Sector Eléctrico

¹¹ Según trabajo de investigación "Bolsa de Energía Colombiana"

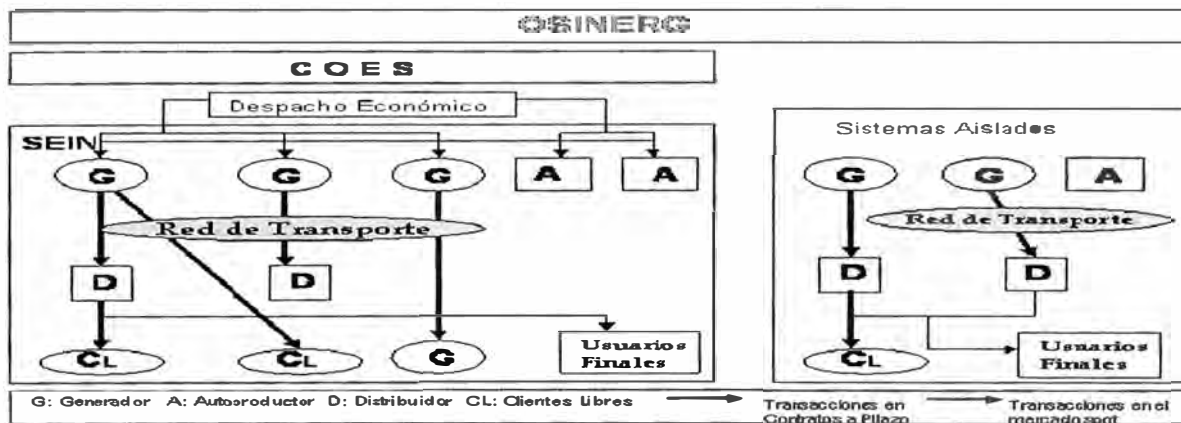


Fig. 2.3 Perú: Estructura y Organización del Sector Eléctrico

Por otro lado, en ambos países se contemplan Mercados Regulados y No Regulados que son abastecidos por contratos que tienen plazo mínimo de un año¹² para el caso de Ecuador, suscritos entre ofertantes (Generadores y Distribuidores) y Usuarios (Clientes Libres o Grandes Consumidores).

En el caso de Colombia, las transacciones eléctricas se realizan en base a contratos de largo plazo y corto plazo. En la Bolsa de energía se presentan estos dos tipos de contratos, incluyendo las Transacciones Internacionales Eléctricas de corto plazo (TIE) con Ecuador. La energía que se comercializa en esta Bolsa es negociada entre generadores y comercializadores¹³ dirigiéndose a los Mercados Regulados y No Regulados; los comercializadores pueden ser generadores y Grandes Usuarios. Fuera de la Bolsa de energía sólo se realizan contratos de largo plazo (véase Fig. 2.1).

2.2.2. Sistema Tarifario

El sistema tarifario de los tres países está sujeto a una regulación por parte del Estado. A continuación se exponen los aspectos pertinentes por cada país de acuerdo al objetivo del trabajo.

Perú

El Art. 8° de la Ley de Concesiones Eléctricas de Perú (LCE) establece “un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de

¹² Art. 46 de la LRSE de Ecuador.

¹³ La función del comercializador es comprar y vender energía y prestar el servicio de facturación (Decreto 201:2004).

competencia y un sistema de precios regulados¹⁴ en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia”.

Se establece una tarifa regulada para el usuario final¹⁵ denominado Cliente Regulado, esta tarifa se compone del Precio en Barra (PB), Peaje de Transmisión y Valor Agregado de Distribución (VAD); estos dos últimos cargos se pagan a las empresas concesionarias de transmisión y distribución respectivamente, por el uso de su infraestructura.

El Precio en Barra es fijado por OSINERG una vez al año, en el mes de mayo y corresponde al precio de venta de generación que pagan los distribuidores por la energía y potencia que adquieren. Su valor se determina a partir de los precios básicos de energía y de potencia, cuyo procedimiento de cálculo se establece en los Art. 125° y 126° del Reglamento de la Ley de Concesión Eléctrica (RLCE), respectivamente.

El Precio Básico de Energía es el promedio ponderado de los costos marginales esperados correspondiente a un periodo de 24 meses posteriores y 12 meses anteriores al 31 de marzo de cada año, considerando variables que optimizan el sistema hidrotérmico (hidrología, demanda, niveles de reservorios, expansión de la oferta, precios de combustibles, entre otros).

El Precio Básico de la Potencia se determina a partir de la anualidad de la inversión que considera una tasa de actualización del 12%¹⁶, considerando una unidad de generación más económica que suministre potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual.

La tarifa regulada vigente para el periodo mayo 2005 – abril 2006, es 29,66 US\$/MWh para el precio básico de energía y 5,04 US\$/kW-mes para el precio básico de potencia.

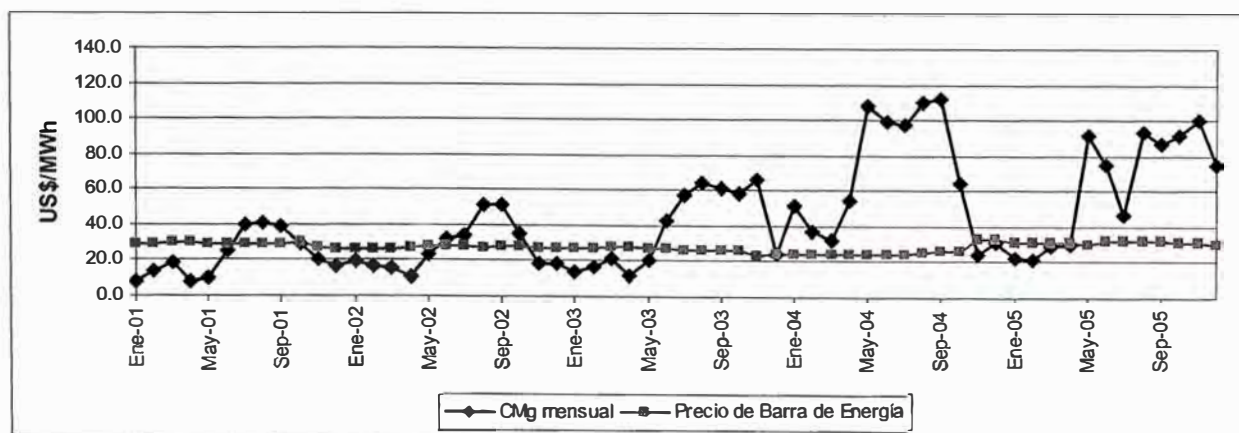


Fig. 2.4 Perú: Evolución del costo marginal y tarifa en barra de energía (2001-2005)

¹⁴ En el Perú la legislación ha establecido que el precio regulado no debe exceder el 10% del precio libre.

¹⁵ Art.43 de la Ley de Concesiones Eléctricas

¹⁶ Según el Art. 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas de Perú

En la figura anterior se muestra el comportamiento de los costos marginales y precios en barra de energía del Perú en el periodo 2001-2005, observándose que los picos más altos de Costo Marginal se dan en el periodo de estiaje¹⁷ (junio-noviembre), debido a la poca generación hídrica y aumento de generación térmica que es más costosa. Para el 2005, el costo marginal promedio fue 63,6 US\$/MWh que representó un 104% mayor al precio básico de energía que fue 31,1 US\$/MWh en promedio.

En el caso del régimen de precios libres, éste corresponde a las transacciones de venta de energía y de potencia en el Mercado No Regulado o de Clientes Libres. Estos precios se forman resultado de la negociación entre ofertantes (generadores y distribuidores) y compradores (Clientes Libres).

Ecuador

En Ecuador también se contemplan precios regulados y libres, de conformidad con los Art. 51° y 52° de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE).

Los precios regulados están a cargo de CONELEC y corresponden a los componentes:

- Transferencias de potencia y energía que no tienen contratos, realizados entre generadores y entre generadores y distribuidores.
- Distribuidores y usuario final
- Tarifas de transmisión
- Peaje por el uso del sistema de distribución.

La tarifa al usuario final¹⁸ se fija anualmente y comprende el Precio Referencial de Generación (PRG), tanto de energía y de potencia, los costos medios del Sistema de Transmisión y el Valor Agregado de Distribución (VAD), que se indican en el párrafo anterior. Los otros precios de costo marginal y potencia y al precio del mercado ocasional se aplican en este mercado para transacciones entre generadores y entre generadores-distribuidores.

Cabe señalar que el PRG de energía es el promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo para un período de simulación de cuatro años del

¹⁷ En el año 2004 por la sequía de la sierra el Costo Marginal en el mes de mayo alcanzó los 108,50 US\$/MWh vs. los 24,17 US\$/MWh de la tarifa en Barra fijada, según cifras del COES.

¹⁸ En Ecuador la tarifa al usuario final o Cliente Regulado se establece en el Art. 53 de la LRSE y su fijación en el Art.8 RLRSE.

despacho de carga de mínimo costo; es su equivalente al Precio en Barra de energía de Perú.

El PRG de potencia corresponde a la anualidad de la inversión, a una tasa de descuento y vida útil, dado un equipamiento marginal de mínimo costo para cubrir una demanda máxima, agregándose costos fijos de operación y de mantenimiento.

Las tarifas vigentes fijados por CONELEC para el período octubre 2005 – septiembre 2006, son: 46,90 US\$/MWh para el PRG de energía y 5,70 US\$/kW-mes para el PRG de potencia, manteniéndose este último cargo inalterable desde Junio del 2002.

De acuerdo a la evolución de precios del mercado eléctrico ecuatoriano, se distingue que mayormente el costo marginal de energía del sistema ha sido más alto que el precio de energía fijado (PRG de energía), tal como se aprecia en la Fig. 2.5, debido entre otras razones por el mayor uso en época de estiaje (octubre-abril) de fuentes de generación térmica. En el 2005 el costo marginal promedio fue de 72,8 US\$/MWh, 48% mayor al PRG de energía que estuvo en promedio en 49,2 US\$/MWh.

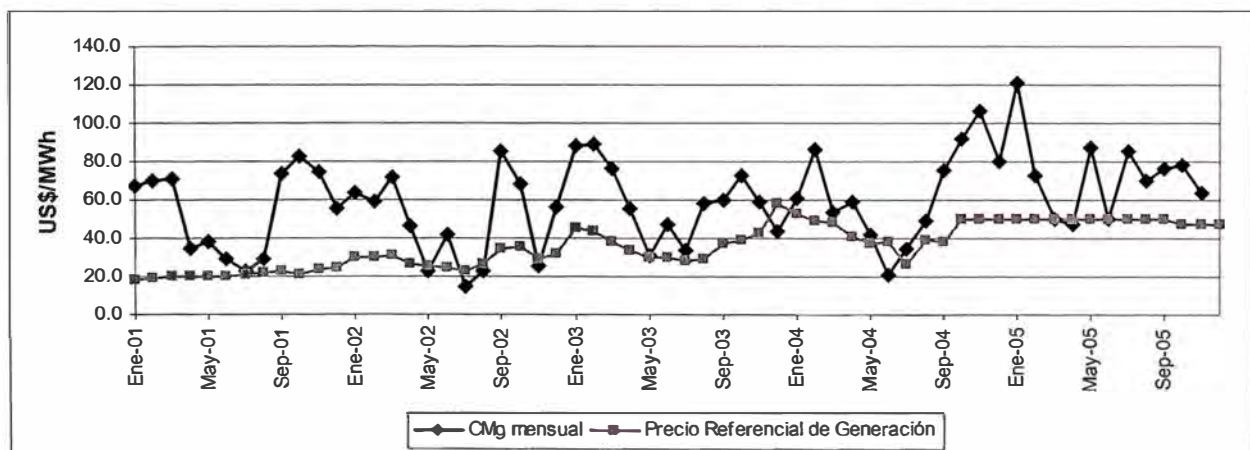


Fig. 2.5 Ecuador: Costo marginal y componente de energía del PRG en el MEM

Comparando la evolución de costos marginales de Ecuador y Perú para el periodo 2001-2005, se tiene que el Costo Marginal de Ecuador, determinado para el mercado ocasional del SNI del MEM, presentó valores promedios altos en comparación al Costo Marginal de Perú. Los datos de costos marginales y precios regulados de ambos países para el periodo 2001-2005 se indican en el Anexo A.

En relación a los precios libres fijados en los contratos a plazo entre proveedores (generador o distribuidor) y compradores (distribuidores y Grandes Consumidores), debe señalarse que, no necesariamente se sujetan a tarifas reguladas.

Colombia

En Colombia las transacciones a precios regulados se encuentran dentro del régimen de libertad regulada, que es el régimen de tarifas mediante el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) fija los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de electricidad pueden determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos (Ley 143, 1994: Art. 11).

Estos servicios se dirigen a Usuarios Regulados y su valor se determina aplicando tarifas reguladas a las cantidades de electricidad consumidas en un periodo de tiempo; las tarifas de estos servicios se indican en la estructura tarifaria fijada en el Art.46° de la Ley 143 y comprende:

- a) Tarifas por unidad de consumo de energía
- b) Tarifas por unidad de potencia, utilizada en las horas de máxima demanda;
- c) Cargos fijos¹⁹ para garantizar la disponibilidad del servicio, independientemente del nivel de consumo;
- d) Cargos de conexión para cubrir costos de conexión al servicio de electricidad.

En el caso de los precios libres²⁰ éstos corresponden a transacciones entre generadores, distribuidores, entre aquellos y éstos, y entre todos ellos y los comercializadores y los Usuarios No regulados, a través de contratos que pueden ser de corto y largo plazo.

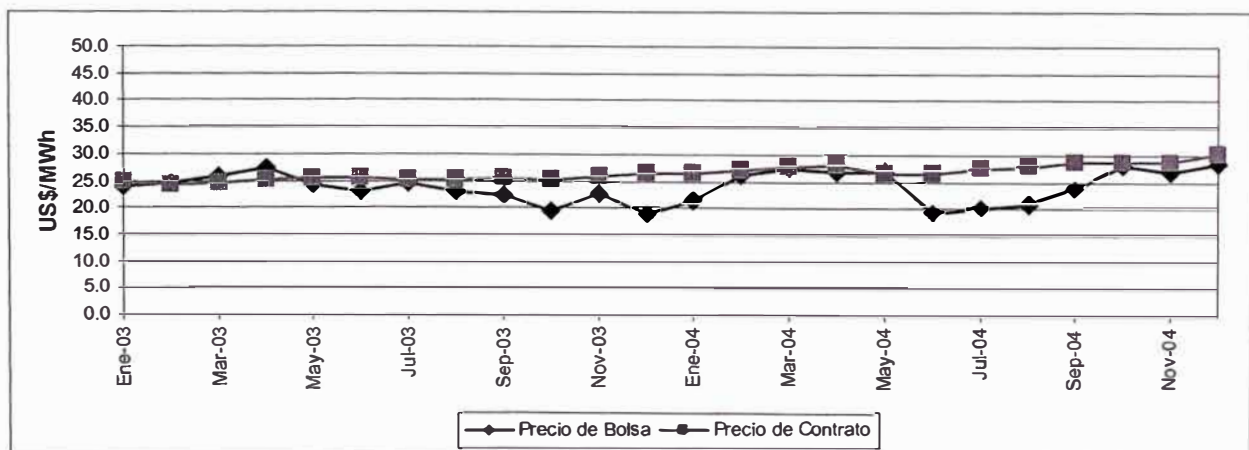


Fig. 2.6 Colombia: Evolución de precios medios mensuales en Bolsa y de Contratos (2003-2004)

En la Fig. 2.6, se muestra la evolución de precios medios de bolsa y de contratos para los años 2003 y 2004, donde el precio medio de contratos fue 26,5 US\$/MWh, un 11%

¹⁹ Cargos por interconexión, transmisión y distribución (Art. 39 del Decreto 3087)

²⁰ Artículo 42 de la Ley 143 de Colombia

mayor que el precio medio de energía en Bolsa el cual fue 23,9 US\$/MWh, destacando que la volatilidad promedio de los precios de contrato fue mucho menor que el de la Bolsa. Los precios mensuales de ese periodo se presentan en el Anexo B.

2.2.3. Precios medios a Usuario Final

En relación a los precios medios a usuario final, Perú tuvo en el año 2004 precios menores en 8% y 7% al de Ecuador, tanto en el mercado regulado como en el mercado no regulado respectivamente.

TABLA N° 2.4. Ecuador y Perú: Precios medios (2004)

Mercado	Precio Medio US\$/MWh	
	Perú	Ecuador
Regulado	82.2	89.6
No Regulado	52.1	55.8

La tarifa final a Clientes Regulados en Perú fue en promedio 82,2 US\$/MWh, 7,4 dólares menos que el de Ecuador, en el caso de Clientes No Regulados (Clientes Libres) los distribuidores y generadores peruanos ofrecieron precios que en promedio fueron de 53,90 US\$/MWh y de 51,8 US\$/MWh, menores a los ofrecidos por los agentes del MEM ecuatoriano, tal como se observa en las siguientes figuras.

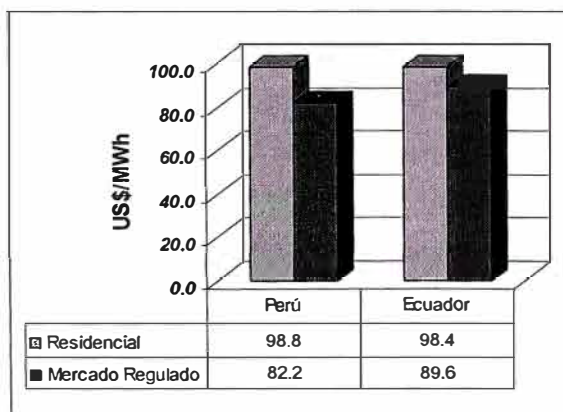


Fig. 2.7 Ecuador y Perú: Tarifas Clientes Regulados (2004)

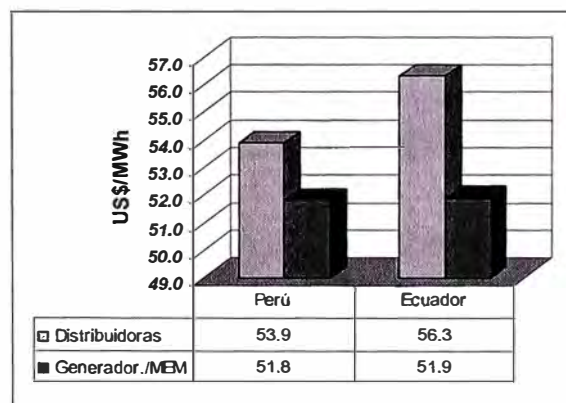


Fig. 2.8 Ecuador y Perú: Tarifas Clientes No Regulados (2004)

2.3. Demanda Eléctrica

La demanda en potencia del Sistema Interconectado Eléctrico de los tres países presentó en 2004 grandes diferencias. Colombia tuvo 8 332 MW, más de 2,5 veces la

demanda de Perú y 3,5 veces la de Ecuador; en relación a estos dos últimos países, Perú tuvo una mayor demanda, observándose una diferencia de 30,5%, respecto a Ecuador.

TABLA N° 2.5. Colombia, Ecuador y Perú: Demanda Eléctrica Total (2004)

País/Sistema Electr. Interconectado	Demanda		Exportación	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Total (GWh)	TIE (GWh)
Perú (SEIN)	3131	22288.0		
Ecuador (SIN)	2401	13002.8	35.0	35.0
Colombia (SIN)	8332	47019.3	1682.5	1641.6

Esta demanda incluye pérdidas de energía ocasionadas por el consumo de los Mercados Regulados y No Regulados, siendo en Ecuador del orden del 26%, la mitad ocasionada por pérdidas no técnicas (sociales); en el caso de Perú la pérdida de energía fue del 12%.

2.3.1. Demanda Eléctrica de Perú

En el 2004 la demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN- alcanzó los 3 131 MW de potencia y 22 288 GWh de energía, correspondiendo el 45% a Clientes Regulados, los cuales tienen consumos menores a 1 MW, registrándose en dicho año 3'860,260 de usuarios.

TABLA N° 2.6. Perú: Demanda eléctrica (2004)

Clientes	Generadoras (GWh)	Distribuidoras (GWh)	Pérdidas Tr-Dist (GWh)	Total	
				(GWh)	(%)
Clientes Regulados		9 982		9 982	44,8%
Clientes Libres	7 639	1 649		9 288	41,7%
Pérdidas			3 018	3 018	13,5%
Total	7 639	11 631	3 018	22 288	100,0%
	34,3%	52,2%	13,5%	100,0%	

Tal como se aprecia en la figura anterior, los Clientes No Regulados denominados Clientes Libres representaron en el 2004 el 42% de la demanda del SEIN, estos clientes son aquellos que tienen consumos iguales o mayores a 1 MW de potencia. En el mercado eléctrico de Perú, según el Ministerio de Energía y Minas, alcanzaron una presencia notoria pues han crecido en un 237%, en el periodo de 1993 al 2003, a comparación de los clientes regulados, cuyo crecimiento sólo fue del 68%.

Destaca en este mercado de Clientes Libres las empresas mineras por sus mayores volúmenes de consumo de energía.

Poder de negociación de los clientes

Los Clientes Libres constituyen un mercado atractivo para las empresas generadoras y distribuidoras por las posibilidades de cubrir una mayor demanda y por llegar a pactar condiciones económicas y técnicas mucho más flexibles que los regulados (distribuidores).

Estos clientes han alcanzado una maduración en sus exigencias, por encontrarse en un mercado de competencia, piden tarifas bajas, pues la energía es un factor importante en su estructura de costo, pero también exigen suministros oportunos y de calidad, tal como señalado en el foro y seminario de energía realizados en el 2004²¹.

Por su parte, las distribuidoras piden calidad de energía a sus proveedores pues en cuanto a las tarifas, éstas son reguladas (precio en barra). A pesar de ello, consideramos que los generadores tienen en este segmento un mercado que le representa una demanda permanente por los contratos que se suscriben, permitiéndole compensar las variabilidades del costo marginal de energía frente al precio regulado.

Proyección de la Demanda

De acuerdo a la fijación tarifaria de mayo del 2005, OSINERG ha estimado que la demanda de energía en los próximos 3 años crecerá en promedio 5,5%, considerando un escenario medio de eventos, tal como se observa en la tabla siguiente:

TABLA N° 2.7 Perú: Proyección de demanda anual de Potencia y Energía

Año	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Factor carga %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia %	Energía %
2004	3143	21960	79.8%		
2005	3225	22915	81.1%	2.6%	4.3%
2006	3360	23812	80.9%	4.2%	3.9%
2007	3607	25787	81.6%	7.4%	8.3%

La demanda constituye una variable que influye en el cálculo de la tarifa eléctrica, pues en un parque generador constante, a una mayor demanda de energía, la tarifa de electricidad sube, esto se explica porque ingresan a despachar en el sistema unidades de generación menos eficientes para cubrir la demanda creciente, lo cual incrementa el costo marginal.

²¹ Seminario de Interconexiones Eléctricas Internacionales realizado en Lima por el CIP en septiembre del 2004 y Foro Energético en Ica organizado por la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, en julio del 2004.

2.3.2. Demanda Eléctrica de Ecuador

La demanda del SNI en el año 2004 fue de 2 401 MW de potencia y de 13 003 GWh de energía; el mercado regulado representó el 68,5% de demanda de energía, siendo en dicho año cerca de 2'891 519 abonados. Los clientes no regulados representaron el 6,3% de la demanda, en cambio se nota un porcentaje alto de pérdidas de transmisión y distribución, este último debido principalmente a las pérdidas sociales (robos).

TABLA N° 2.8. Ecuador: Demanda eléctrica (2004)

Clientes	Venta a Usuario Final en el SIN				Total	
	Generadoras (GWh)	Distribuidoras (GWh)	Export.Colomb	Pérdidas Tr-Dist (GWh)	(GWh)	(%)
Cientes Regulados		8 692			8 692	66,8%
Cientes No Regulados	604	209	35		848	6,5%
Pérdidas				3 463	3 463	26,6%
Total	604	8 901	35	3 463	13 003	100,0%
	4,6%	68,5%		26,6%	100,0%	

Las empresas distribuidoras, que son también clientes regulados, están formadas principalmente por sociedades anónimas donde el accionista exclusivo es el Estado; de las 20 existentes en el 2003 sólo una es privada (CATEG-D²²), la cual está en proceso de licitación para su concesión a una nueva empresa (véase la relación de empresas distribuidoras en la TABLA N° 2.9.).

En el caso de los clientes no regulados, en el 2004 su participación en el mercado de demanda sólo llegó al 6,3%, porcentaje muy inferior al peruano, ello se debe a que en Ecuador no existen grandes empresas de consumo, en promedio alcanzaron 3 MW de potencia, siendo la empresa “Interaqua”, empresa de servicio público de agua, ubicada en Guayaquil cuyo suministrador es la empresa generadoras Hidropaute, la que tuvo la mayor potencia consumida, con 15,8 MW.

En general, los clientes No Regulados en Ecuador están formados por:

- Empresas Distribuidoras que compran energía a otra empresa distribuidora, en el caso de no estar conectados al Sistema (E.E. Distribuidora)
- Gran Consumidor que consume a empresas distribuidoras
- Gran Consumidor que consume de Generadores o del mercado Spot
- Exportación hacia el Perú y exportación hacia Colombia.

²² Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil-CATEG-D ex Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.-EMELEC

TABLA N° 2.9 Ecuador: Empresas Distribuidoras, Abonados, Consumos y Precios Medios (2004)

	Empresa	Provincia	Abonados		Consumo		Precio Medio (US\$/MWh)
			Nro.	(%)	(MWh)	(%)	
1	Ambato	Tungurahua	156 699	5,4%	276 878	3,2%	110,5
2	Azogues	Cañar	25 219	0,9%	32 270	0,4%	120,8
3	Bolívar	Bolívar	40 993	1,4%	38 300	0,4%	130,6
4	CATEG-D	Guayas	406 308	14,1%	2 436 446	28,0%	76,6
5	Centro Sur	Azuay	236 549	8,2%	457 158	5,3%	98,5
6	Cotopaxi	Cotopaxi	80 582	2,8%	124 869	1,4%	108,9
7	El Oro	El oro	147 858	5,1%	327 727	3,8%	99,9
8	Esmeraldas	Esmeraldas	70 442	2,4%	224 496	2,6%	93,8
9	Galápagos	Galápagos	5 558	0,2%	19 175	0,2%	95,7
10	Guayas-Los Ríos	Guayas	161 440	5,6%	441 757	5,1%	100,8
11	Los Ríos	Guayas	69 601	2,4%	160 820	1,9%	100,5
12	Manabí	Manabí	189 979	6,6%	558 265	6,4%	104,2
13	Milagro	Guayas	98 968	3,4%	205 549	2,4%	103,0
14	Norte		152 435	5,3%	289 171	3,3%	101,1
15	Quito	Pichincha	614 364	21,2%	2 328 366	26,8%	80,2
16	Riobamba	Riobamba	117 477	4,1%	135 920	1,6%	108,8
17	Sta. Elena	Guayas	75 460	2,6%	191 018	2,2%	101,2
18	Sto. Domingo	Pichincha	96 817	3,3%	219 867	2,5%	101,2
19	Sucumbíos	Sucumbios	28 656	1,0%	65 012	0,7%	110,7
20	Sur		116 116	4,0%	159 194	1,8%	117,8
Total			2 891 519	100,0%	8 692 257	100,0%	89,6

De acuerdo a la legislación ecuatoriana un Gran Consumidor debe tener una demanda máxima igual o mayor a 2 MW y cumplir con ciertos requisitos para ser calificado como tal, además tener un consumo mínimo de energía de 7 000 MWh en los 12 meses de su calificación.

TABLA N° 2.10. Ecuador: Grandes Consumidores por provincia y área de distribución (2004)

Provincia	Área de Concesión de Distribuidora	Nro. De Grandes Consumidores	Potencia Promedio (iMW)	Energía Anual	
				(MWh)	(%)
Azuay	Centro Sur	5	13,5	83 137	9,2%
Cañar	Azogues	1	7,9	43 699	4,9%
Chimborazo	Riobamba	1	1,8	9 739	1,1%
Cotopaxi	Cotopaxi	7	17,5	94 386	10,5%
Esmeraldas	Esmeraldas	1	0,0	0	0,0%
Guayas	CATEG-D	24	47,0	235 660	26,2%
	Guayas-Los Ríos	7	28,1	189 740	21,1%
	Los Ríos	1	1,6	9 716	1,1%
	Milagro	6	15,1	72 308	8,0%
	Sta. Elena	2	3,3	16 542	1,8%
Manabí	Manabí	2	2,7	17 188	1,9%
Pichincha	Quito	10	24,8	82 357	9,2%
	Sto. Domingo	1	1,9	4 345	0,5%
Riobamba	Riobamba	1	5,0	28 223	3,1%
Tungurahua	Ambato	2	3,2	12 491	1,4%
Total		71	173,4	899 532	100,0%

Este consumidor puede acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio, también puede comprar energía en el mercado ocasional y llevar a cabo operaciones de importación de energía al igual que los distribuidores.

En la TABLA N° 2.10 se presenta el detalle de los grandes consumidores y su ubicación, donde se puede apreciar que se registraron una cantidad de 71 a nivel nacional, constituidos principalmente por empresas industriales y de manufactura, teniéndose casi el 50% de consumo de estos clientes en el área de concesión de 2 empresas distribuidoras: CATEG-D con 26,2% y Guayas-Los Ríos con el 21,1%, ubicadas en la provincia de Guayas.

Poder de negociación de los clientes

En el mercado ecuatoriano los distribuidores constituyen un mercado interesante para contratos de energía por los precios libres de venta, sin embargo por decisiones políticas, estas empresas estatales realizan mayormente contratos con generadores estatales, aceptando precios mayores al precio de venta al usuario final, dando lugar a desequilibrios económicos, con implicancias negativas en los generadores por el potencial riesgo de incumplimiento de pago.

Sin embargo, a nivel de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE), Ecuador ha demostrado cumplimiento de pago con Colombia, pues la energía importada despachada a través del Sistema Interconectado está siendo pagada; ello se debe a que de acuerdo a su legislación las operaciones internacionales constituyen prioridad de pago en Ecuador, estando por encima de generadores nacionales.

Por otro lado, en el mercado interno, los Grandes Consumidores pueden considerarse un segmento atractivo, a pesar de su baja potencia de consumo, ya que no presentan un riesgo de potencial iliquidez para los generadores; estos consumidores demandan precios bajos y calidad de servicio (Seminario Quito, 2004).

Proyección de la demanda de Ecuador

De acuerdo al estudio de CONELEC la proyección de crecimiento de la demanda del sistema eléctrico ecuatoriano, para el 2005 al 2013, será en promedio 4,8%, considerando un escenario medio de eventos. Esta demanda proyectada se indica en la siguiente tabla.

TABLA N° 2.11. Ecuador: Proyección de demanda anual de Potencia y Energía

Año	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Factor carga (%)	Tasa de Crecimiento	
				Potencia (%)	Energía (%)
2004	2 356	12 970	62,8%	6,0%	4,7%
2005	2 481	13 728	63,2%	5,3%	5,8%
2006	2 597	14 434	63,4%	4,7%	5,1%
2007	2 714	15 153	63,7%	4,5%	5,0%
2008	2 833	15 885	64,0%	4,4%	4,8%
2009	2 954	16 628	64,3%	4,3%	4,7%
2010	3 077	17 389	64,5%	4,2%	4,6%
2011	3 204	18 173	64,7%	4,1%	4,5%
2012	3 334	18 978	65,0%	4,1%	4,4%
2013	3 468	19 809	65,2%	4,0%	4,4%

2.3.3. Demanda eléctrica de Colombia

Colombia ha tenido en el 2004 una demanda interna en el SIN de 46 937,41 GWh, mayor en un 2,60% respecto al año anterior, mientras que la demanda internacional producto del despacho coordinado, la cual corresponde a las exportaciones a Ecuador, fue 1 682,54 GWh y que sumado a la demanda interna resulta una demanda total de 48 619,95 GWh (ISA 2004).

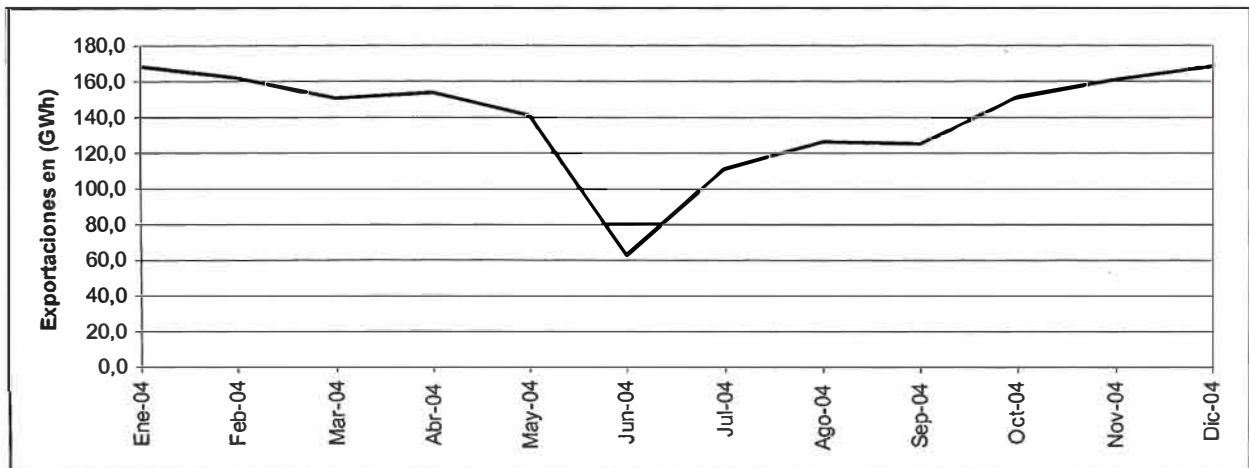


Fig. 2.9 Colombia: Comportamiento de las exportaciones hacia Ecuador (2004)

En cuanto a la potencia, la demanda máxima fue de 8 332 MW (mes de diciembre), superior en un 0,91% respecto al año anterior. La tendencia de la demanda de Colombia tanto en potencia y energía se muestra en la tabla siguiente:

TABLA N° 2.12. Colombia: Evolución de la Máxima Demanda y Energía (1995-2004)

Año	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Factor Carga (%)	Tasa de Crecimiento	
				Potencia (%)	Energía (%)
1995	7 130	41 774	66,9%		
1996	7 276	42 300	66,4%	2,0%	1,3%
1997	7 559	43 633	65,9%	3,9%	3,2%
1998	7 506	43 734	66,5%	-0,7%	0,2%
1999	7 365	41 503	64,3%	-1,9%	-5,1%
2000	7 712	42 240	62,5%	4,7%	1,8%
2001	7 787	43 206	63,3%	1,0%	2,3%
2002	8 078	44 499	62,9%	3,7%	3,0%
2003	8 257	45 768	63,3%	2,2%	2,9%
2004	8 332	47 019	64,4%	0,9%	2,7%

Respecto al mercado de demanda, Colombia presenta un mercado de fronteras de Usuarios Regulados y No Regulados. El Glosario de ISA señala que una frontera comercial es el punto de conexión de generadores y comercializadores a las redes del Sistema de Transmisión Nacional, Regional y de Distribución Local. Así cada agente del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial; de esta manera una frontera representa varios suministros.

Cabe indicar que el Usuario No Regulado o Gran Usuario en Colombia deben tener un consumo mínimo de 0,1 MW o 55 MWh/mes. Este consumo o demanda mínima de potencia disminuyó de 2 MW en 1997 a 0,1 MW en el 2000, por resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Poder de negociación de los clientes

Considerando que los Usuarios Regulados y No Regulados pueden realizar contratos con comercializadores y cambiarlos, se desprende que dichos usuarios ejercen un poder de negociación sobre éstos. Esta característica incentiva la competencia entre comercializadores, sobre todo en el Mercado No Regulado.

2.4. Oferta Eléctrica

La mayor capacidad efectiva de generación eléctrica a nivel del Sistema Interconectado Eléctrico de los tres países lo tiene Colombia con 13 399 MW. Cabe señalar, sin embargo como porcentaje de infraestructura tanto Colombia como Ecuador y Perú presentan una mayor participación hidráulica.

TABLA N° 2.13 Colombia, Ecuador y Perú: Comparación de potencia efectiva (2004)

Países	Hidroeléctrica		Térmica				Eólica		Total		
	(MW)	(%)	TG+MCI+TV (MW)	Gas Natural (MW)	Carbón (MW)	Total		(MW)	(%)	(MW)	(%)
						(MW)	(%)				
Perú	2 696	59%	1 047	724	141	1 912	41%	0	0%	4 608	100%
Ecuador	1 731	54%	1 321	140	0	1 460	46%	0	0%	3 192	100%
Colombia	8 915	67%	48	3 724	692	4 464	33%	20	0%	13 399	100%

En el caso de Ecuador y Colombia el dato de potencia efectiva que se indica en la tabla anterior no incluye la potencia de 240 MW correspondiente a la línea eléctrica internacional que enlaza a ambos países.

2.4.1 Oferta Eléctrica de Perú

La capacidad de generación eléctrica de Perú en el 2004 a nivel del SEIN fue de 5060 MW, en términos de potencia instalada, y de 4 608 MW de potencia efectiva. En dicho año se calcula una reserva de potencia de 46,6%, considerando la demanda máxima alcanzada de 3 143 MW.

Centrales Hidroeléctricas

El Perú tiene Centrales Hidráulicas cuya capacidad efectiva en el 2004 respecto al Mercado Eléctrico-Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) alcanzó el 59%. La producción hidráulica por su parte representó el 86% del total generado, es decir 17731,9 GWh de un total de 20,891 GWh, caracterizándose por una baja producción en los meses de estiaje (junio-noviembre) debido a la hidrología seca que tuvieron las cuencas que alimentan dichas centrales.

En la TABLA N° 2.14 se presentan la relación de las centrales hidroeléctricas del SEIN pertenecientes al COES, donde se puede observar que las centrales de mayor capacidad hídrica se encuentran en la zona centro norte del país, destacando las centrales de Mantaro y Restitución, de 632 MW y 210 MW de potencia efectiva, respectivamente

Centrales Térmicas

En el caso de las Centrales Térmicas, su participación en el parque generador del SEIN fue del 40%, de este total el 38% opera con gas natural correspondiente a las Centrales de Malacas, Aguaytía y Ventanilla con un total de 724 MW, 7% opera con carbón que corresponde a la Central Ilo2 de propiedad de Enersur y el resto opera con combustible líquido.

TABLA N° 2.14. Perú: Centrales Hidroeléctricas del COES (2004)

Central	Potencia Efectiva (MW)	Caudal Turbinable (m3/s)	Energía (GWh)
ELECTROPERU	841,5		7089,9
CH Mantaro	631,8	100,0	5349,5
CH Restitución	209,7	100,0	1740,4
EGENOR	358,5		2001,3
CH Cañón del Pato	263,5	77,0	1420,9
CH Carhuaquero	95,0	23,0	580,5
EDEGEL	759,0		4586,0
CH Huinco	247,3	25,0	1171,5
CH Matucana	128,6	14,8	854,8
CH Callahuanca	75,1	20,5	602,6
CH Moyopampa	64,7	17,5	539,7
CH Huampaní	30,2	18,5	244,6
CH Yanango	42,6	20,0	202,3
CH Chimay	150,9	82,0	825,9
CH Huanchor	19,6	10,0	144,6
CAHUA	47,6		304,5
Cahua	43,1	22,9	279,6
Pariac	4,5	2,2	24,8
E. PACASMAYO	43,3		173,7
CH Gallito Ciego	38,1	44,8	136,6
CC.HH. Arcata	5,2	7,6	37,1
ELECTROANDES	170,7		1154,3
CH Yaupi	104,9	24,8	790,1
CH Oroya	8,4	5,9	59,3
CH Pachachaca	9,3	6,3	44,4
CH Malpaso	48,0	71,0	260,5
EGASA	171,1		853,7
CH Charcani I	1,7	7,6	14,9
CH Charcani II	0,6	6,0	5,3
CH Charcani III	4,6	10,0	40,2
CH Charcani IV	15,3	15,0	109,5
CH Charcani V	139,9	24,9	619,2
CH Charcani VI	8,9	15,0	64,7
EGESUR	34,9		116,8
CH Aricota I	22,5	4,6	65,1
CH Aricota II	12,4	4,6	51,8
EGEMSA	86,3		719,0
CH Machupicchu	85,8	30,0	713,1
CH Herca	0,5	0,8	5,9
SAN GABAN	113,1		732,7
CH San Gabán	113,1	19,0	732,7
Total	2626,0		17731,9

En la TABLA N° 2.15 se presenta la lista de las principales plantas térmicas del SEIN pertenecientes al COES.

TABLA N° 2.15. Perú: Centrales Térmicas del COES (2004)

Central	Potencia Efectiva (MW)	Tipo de Combustible
ELECTROPERU	42,1	
C.T. Tumbes	18,3	Diesel 2
C.T. Yarinacocha	23,8	Residual 6
EGENOR	166,5	
C.T. Chiclayo Oeste	24,1	Residual 6
C.T. Piura	47,6	Residual 6
C.T. Sullana	10,3	Diesel 2
C.T. Chimbote	63,2	Diesel 2
C.T. Trujillo	21,3	Diesel 2
EDEGEL	234,4	
C.T. Santa Rosa (UTI)	105,8	Diesel 2
C.T. Santa Rosa (Westinghouse)	128,6	Gas Natural
ETEVENSA	310,0	
C.T. Ventanilla	310,0	Gas Natural
EPPSA	142,0	
C.T. Malacas	142,0	Gas Natural
TERMOSELVA	165,2	
C.T. Aguaytía	165,2	Gas Natural
SHOUGESA	65,7	
C.T. San Nicolás	65,7	Residual 500
ENERSUR	364,0	
C.T. ILO1	222,9	Diesel 2/R.500
C.T. ILO2	141,1	Carbón
EGASA	148,4	
C.T. Chilina	45,9	Residual 500/D2
C.T. Mollendo	102,5	Residual 500/D2
EGEMSA	11,8	
C.T. Dolorespata	11,8	Diesel 2
E. PACASMAYO	24,6	
C.T. Pacasmayo	24,6	Residual 6/ D2
EGESUR	25,3	
C.T. Calana	25,3	Residual 6
SAN GABAN	8,2	
C.T. Bellavista	3,6	Diesel 2
C.T. Taparachi	4,6	Diesel 2
Total	1 708,2	

El detalle de las características de las plantas térmicas se presenta en el Anexo C.

Expansión de la Oferta

De acuerdo a lo estimado por OSINERG en la fijación tarifaria de Mayo 2005, los próximos 3 años la potencia del Sistema aumentará en 728,5 MW, de los cuales 130 MW corresponden a la C.H. de Yuncán, cuyo ingreso se estimó para julio del 2005; asimismo se incorporarán cerca de 70 MW de potencia a la Central de Ventanilla como parte de su ciclo combinado, adicionalmente a la reconversión de sus turbinas térmicas.

Asimismo, se prevé en el futuro la instalación de una planta térmica a gas en Chilca, de aproximadamente 330 MW de potencia y posteriormente un ciclo combinado de 520 MW. El detalle de este plan, se presenta en la siguiente tabla.

TABLA N° 2.16 Perú: Plan de Expansión en generación (2005-2007)

Central	Tipo	Pot.adicional (MW)	Fecha de Ingreso	Observación
Callahuanca	Hidro	2,5	Jun-05	Rehabilitación del grupo 1
Yuncan	Hidro	130,0	Jul-05	En proceso de construcción
Yauli y Sacsamarca	Hidro	1,0	Jul-05	Incorporación al SEIN
Callahuanca	Hidro	2,5	Sep-05	Rehabilitación del grupo 2
Callahuanca	Hidro	2,5	Dic-05	Rehabilitación del grupo 3
Presa Pillones	Hidro		Ene-06	Aumenta de presa en 71 MMC
Total Hidroeléctrica		138,5		
Ventanilla TG4	TGN-CC	70,0	Jun-06	Reconversión de TG4 a CC : 225 MW
Egechilca	TGN-CA	330,0	Nov-06	En proyecto
Egechilca	TGN-CC	190,0	Abr-07	En proyecto (CC de 520 MW)
Total Térmico		590,0		
Total Hidrotérmico		728,5		

Este aumento de capacidad de generación lleva consigo la necesidad de ampliar y reforzar las líneas de transmisión eléctrica para prevenir cualquier contingencia de suministro, se advierte entonces que esta última actividad cumple un papel complementario a la actividad de generación.

El sistema de transmisión actual del SEIN tiene 14311 Km. de líneas de transmisión, 16% principales y 84% secundarias, pero es débil en la parte norte del país por su característica radial (una sola línea) que conlleva a un latente riesgo de desconexión en dicha zona y esto se incrementa con la interconexión eléctrica con Ecuador, en cambio en la zona sur del país es mas reforzada presentando una configuración anillada (véase Anexo D).

De los Grupos económicos existentes

En el 2004, el Estado tuvo cerca del 34% de infraestructura de capacidad efectiva de generación, le siguió el grupo Endesa con el 33% y DEI Egenor con el 12%, entre otros. Cabe señalar que Endesa y PSEG Global tienen en su grupo a empresas generadoras y distribuidoras, como parte de su estrategia de integración vertical y horizontal²³.

²³ La Ley Antimonopolio establece un 5% y 15% de integración vertical y horizontal permitida, respectivamente.

TABLA N° 2.17 Perú: Grupos económicos en generación eléctrica (2004)

Grupo Económico	Participación (%)	Empresas Generadoras	Capacidad efectiva (MW)
ESTADO	33,8	Electroperú	860
		Egasa	324
		Egesur	61
		Egensa	99
		San Gabán	124
ENDESA	33	Edegel	967
		EEPSA	143
		Etevensa	325
DEI EGENOR	12,4	Egenor	539
TRACTEBEL	9,2	Enersur	398
MAPLE, DUKE, EP	3,6	Aguaytia	157
NRG	2,6	Cahua	48
		CNP Energia	63
PSG	4	Electroandes	174
SHOUGANG	1,5	Shougesa	67
		Total	4349

Recursos y Proveedores

El recurso hídrico en el Perú es la mayor fuente de generación eléctrica, por ello su capacidad de generación depende de condiciones hidrológicas del país. Al respecto, en el país se tienen dos épocas marcadas durante el año en que abundan y escasean las lluvias (avenida: diciembre-mayo, estiaje: junio-noviembre).

Por otro lado, los combustibles líquidos que siguen la paridad del mercado internacional, presentan como característica principal sus precios altos; los más usados en el sector eléctrico son el Diesel 2, seguido por el Residual 6 y Residual 500. El proveedor de este combustible es Petroperú que tiene a su cargo la producción y su importación, encargándose también de su abastecimiento en la zona norte del país, en las ciudades de Talara, Salaverry, Eten y Chimbote.

El gas natural, que es un combustible mas barato, se podrá adquirir en grandes cantidades y por periodos largos a través de contratos de largo plazo²⁴. Su transporte y distribución esta a cargo de Transportadora de Gas del Perú (TGP) y Gas Natural de Lima y Callao (GNLC), siendo regulado el precio del gas en boca de pozo.

2.4.2. Oferta Eléctrica de Ecuador

La oferta del sistema eléctrico ecuatoriano lo constituyen plantas de generación de diversa tecnología, distribuidas en el territorio nacional y administrado por generadores, distribuidores y autoprodutores; casi la totalidad de estos agentes son empresas estatales y la mayoría son administrados por el Fondo de Solidaridad.

²⁴ Con el gas de Camisea se contraerán contratos por grandes sumas de dinero y por lo tanto serán muy importantes aspectos de calidad del producto y de entrega del producto.

En el 2004 la potencia efectiva del sistema ecuatoriano fue de 3 330,6 MW que sumado a 240 MW de importación de Colombia, hacen un total de 3 570,6 MW, del cual el 48,5% corresponde a generadoras hidráulicas, 40,3% térmicas que usan combustible líquido y vapor, 4,5% a térmicas que usan gas natural y 6,7% de importación de Colombia.

TABLA N° 2.18 Ecuador: Potencia efectiva por tipo de Central y por Sistema (2004)

Tipo Central	S.N.I.		No Incorporado		Total	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Hidráulica	1 731,4	50,5%	1,3	1%	1 732,7	48,5%
Térmica Gas	575,5	16,8%	0,0	0%	575,5	16,1%
Térmica Gas Natural	139,5	4,1%	21,4	15%	160,9	4,5%
Térmica MCI	303,1	8,8%	116,4	84%	419,6	11,8%
Térmica Vapor	442,0	12,9%	0,0	0%	442,0	12,4%
Importación	240,0	7,0%	0,0	0%	240,0	6,7%
Total	3 431,5	100,0%	139,1	100%	3 570,6	100,0%

Tiene un sistema interconectado anillado, con líneas de transmisión de 230 kV y 138 kV, tal como se puede apreciar en el Anexo E

Centrales Hidroeléctricas

Tal como se mencionó en el numeral anterior la generación hidráulica constituye el 48,5% de la oferta de generación del sector. Las empresas generadoras representan el 90% de la oferta hídrica mientras que las empresas distribuidoras representan el 8% y las autoproductoras el 2% (véase la TABLA N° 2.19).

Destaca la generadora Hidropaute con 1075 MW de potencia efectiva que es la central más grande e importante del sistema y representa el 62% de toda la oferta hídrica, seguido por Hidroagoyán con 224 MW e Hidronación con 213 MW representando 12,9% y 12,3% respectivamente.

Centrales Térmicas

La generación térmica constituye el 44,2% de la oferta de generación del sistema eléctrico ecuatoriano, estando constituida por centrales de tipo:

TABLA N° 2.19 Ecuador: Centrales Hidroeléctricas y Térmicas (2004)

Empresa	Hidroeléctrica	Térmica	Total
	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Efectiva (MW)
Generadora			
1 CATEG-G		205,5	205,5
2 Ecoluz	2,1		2,1
3 Elecaastro	38,4	26,4	64,8
4 Electroguayas		398,0	398,0
5 Electroquil		181,0	181,0
6 EMAAP-Q	8,2		8,2
7 Hidroagoyán	224,0		224,0
8 Hidronación	213,0		213,0
9 Hidropaute	1 075,0		1 075,0
10 Intervisa Trade		102,0	102,0
11 Machala Power		139,5	139,5
12 Termoesmeraldas		131,0	131,0
13 Termopichincha		82,2	82,2
14 Ulysseas Inc.		27,5	27,5
Total Generadora	1 560,7	1 293,1	2 853,8
Distribuidora			
1 Ambato	2,8	7,9	10,7
2 Bolívar	1,5	2,0	3,6
3 Centro Sur		2,9	2,9
4 Cotopaxi	11,9		11,9
5 El Oro		13,2	13,2
6 Esmeraldas		8,2	8,2
7 Ex-Inecel			
8 Galápagos		7,8	7,8
9 Guayas-Los Ríos		1,6	1,6
10 Los Ríos		9,8	9,8
11 Manabí		24,0	24,0
12 Milagro			
13 Norte	12,6	1,8	14,4
14 Quito	97,0	40,3	137,3
15 Riobamba	13,3	2,0	15,3
16 Sta. Elena		8,4	8,4
17 Sucumbíos	0,2	19,3	19,5
18 Sur	2,7	16,6	19,3
Total Distribuidora	142,0	165,7	307,7
Total Autoproductora	30,0	139,1	169,1
TOTAL	1 732,7	1 597,9	3 330,6

- Térmica a gas: son turbinas preparadas para consumir gas pero están funcionando con combustible líquido como diesel o nafta.
- Térmica a gas natural: son turbinas preparadas para consumir gas y están funcionando con gas natural.
- Motores de combustión interna (MCI): son motores de combustión interna y funcionan con combustible líquidos como el diesel, bunker y nafta.
- Térmica a vapor: son grupos que utilizan como combustible bunker o fuel oil

El 81% de potencia efectiva del parque térmico lo tienen las empresas generadoras, seguidas por las empresas distribuidoras con 10% y las autoproductoras con el 9%.

En julio del 2004 el rango de fluctuación de costos variables oscilaba entre 30,92 US\$/MWh para la central a vapor Esmeraldas que funciona con combustible bunker y 129,42 US\$/MWh para la central Miraflores 3, que es un motor de combustión interna que opera con diesel, tal como se muestra en el Anexo F.

Algunas plantas importantes son Gonzáles Zevallos (2), E.García y Trinitaria pertenecientes a Electroguayas con 396 MW de potencia efectiva, representando el 25% de la oferta térmica. A esta empresa le siguen Electroquil con 181 MW y 11,5% de oferta; Machala Power con 140 MW (la única planta a gas natural) y 9% de oferta; y luego Termoesmeraldas con 131 MW representando el 8.4% de la oferta.

Casi la totalidad de los motores de combustión interna (MCI) tienen más de 20 años de instalación, razón por la cual sus rendimientos y factores de planta son bajos y los costos variables de estas plantas están encima de 60 US\$/MWh.

Expansión de la Oferta

De acuerdo a los grandes proyectos de generación previstos por CONELEC para el mediano y largo plazo, se tiene previsto 457 MW de centrales hidroeléctricas y 457 MW de centrales térmicas. Dichos proyectos se muestran en la TABLA N° 2.20.

Con estas nuevas incorporaciones la oferta del sistema ecuatoriano pasaría de 3571 MW a 4480 MW de potencia efectiva en los próximos 6-7 años, lo que implica una inversión mayor a US\$ 1,600 millones; su realización dependerá principalmente de que las condiciones de mercado sean estables y los inversionistas tengan garantía de pago, según se señala en el Plan de Electrificación de Ecuador 2005-2013.

TABLA N° 2.20 Ecuador: Plan de expansión en generación

Central	Tipo	Pot.adicional (MW)	Fecha de Ingreso	Observación
Simbimbe	Hidro	15	Ago-05	Construcción (privado) Constr. Campamento (estatal-privado) Licit. Gerencia (estatal)
Ocaña	Hidro	26	Oct-08	
San Francisco	Hidro	230	Dic-07	
Mazar	Hidro	186	Mar-09	
Total Hidroeléctrica		457		
Termooriente	MCI	270	Jul-07	Estudios (privado)
Machala Power	Vapor	95	Ago-08	Estudios (privado)
Machaca Power	TGN-CC	87	May-11	Estudios (privado)
Total Térmico		452		
Total Hidrotérmico		909		

Adicionalmente, como parte de la oferta de generación para el mercado eléctrico ecuatoriano se presenta la interconexión con Colombia, constituido de una línea de 230 kV con una capacidad de transmisión de 240 MW de potencia efectiva.

Interconexión Ecuador-Colombia

El proyecto de Interconexión Ecuador-Colombia de 240 MW de potencia efectiva entró en operación en marzo del 2003, después de distintos acuerdos que permitieron unir sus sistemas eléctricos; tuvo como fin el intercambio de energía y potencia de manera segura y confiable, constituyéndose en la segunda fuente de abastecimiento eléctrico del país, después de la Central Hidráulica Hidropaute.

Tal como se aprecia en la TABLA N° 2.21, en el año 2004 las transacciones de energía ascendieron a US\$ 136,3 millones, de los cuales el 99% (US\$ 135,5 millones) correspondieron a importación de energía de Colombia y sólo un 1% (US\$ 0,76 millones) de exportaciones hacia dicho país. Por su parte, la renta de congestión a pagar a Colombia fue más del 50% del monto de importación.

TABLA N° 2.21 Colombia y Ecuador: Importación y exportación de energía (2004)

Concepto	Energía (GWh)	Monto Total (Miles US\$)	Precio medio (US\$/MWh)	Rentas de Congestión	
				Monto (Miles US\$)	% respecto al monto total
Importación	1 681	135 580	80,65	77 523	57%
Exportación	35	760	21,73	297	39%
Total Transacciones	1 716	136 340		77 810	57%
% Importación	98%	99%		100%	
%Exportación	2%	1%		0%	

Ingreso de nuevos competidores

El gobierno ecuatoriano propicia el ingreso de nuevos inversionistas al sector eléctrico, teniendo en cartera una serie de proyectos de gran envergadura, tales como: Termoriente de 270 MW y Machala Power de 108 MW, como iniciativa privada, mientras que San Francisco de 230 MW y Mazar de 186 MW son proyectos estatales, según se indica en el Plan de Electrificación 2004-2013.

2.4.3. Oferta Eléctrica de Colombia

En el 2004 la capacidad efectiva del Sistema Interconectado Nacional-SIN- de Colombia fue de 13 399 MW, no incluyéndose la capacidad de generación del enlace

Ecuador-Colombia que fue de 240 MW. La capacidad efectiva de generación hídrica fue de 8 915 MW y capacidad térmica de 3 744 MW.

En Colombia cerca del 60% de capacidad instalada es de generadores privados, el resto lo posee el Estado, el cual controla la totalidad de la transmisión y posee numerosas empresas distribuidoras.

Expansión de la oferta eléctrica

En Colombia la planeación de la expansión de oferta eléctrica se realiza a corto y largo plazo y está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energético-UPME. Esta entidad ha preparado el Plan de Expansión 2005-2019, donde han considerado un incremento adicional a la capacidad efectiva del sistema, del orden de 887 MW, de los cuales 793 son hídricas y 94 térmicas.

TABLA N° 2.22 Colombia: Plan de expansión en generación

Central	Tipo	Pot.adicional (MW)	Fecha de Ingreso	Observación
Trasvase Calderas	Hidro		Feb-06	En construcción
Calderas	Hidro	26	Jun-06	En construcción
Trasvase Guarinó	Hidro		Ene-08	En estudios
Rio Amoya	Hidro	80	Ene-09	En estudios
Rio Manso	Hidro	27	Ene-09	En estudios
Porce III	Hidro	660	Jun-10	En estudios
Total Hidroeléctrica		793		
El Morro	TGN-CA	54	Mar-06	En construcción
Termoelpaso	TGN-CA	40	Jun-06	En construcción
Total Térmico		94		
Total Hidrotérmico		887		

2.5. Perú: Impacto del gas de Camisea en el Sector Eléctrico

De acuerdo a los estudios de OSINERG el gas natural es una fuente de generación eléctrica que determina un costo medio de producción más económico que otras fuentes utilizadas; sin embargo en el Perú no había sido utilizada a gran escala por las pocas reservas que se disponía.

Con la culminación del proyecto Camisea, Perú cuenta con un gran potencial de recurso natural para ser usado en las actividades económicas, las reservas probadas se calculan en 13 Tera Pies Cúbicos (TPC) de gas húmedo, de los cuales sólo es utilizable 11,4 Tera BTU de gas natural seco sin agua, como fuente de energía para diversas máquinas térmicas.

Esta situación influye positivamente en el Sector Eléctrico por producir una generación eléctrica más barata, habiéndose considerado dicho efecto en el cálculo tarifario desde el año 2002 dando una disminución del orden de 25%, tal como se muestra en la figura siguiente.

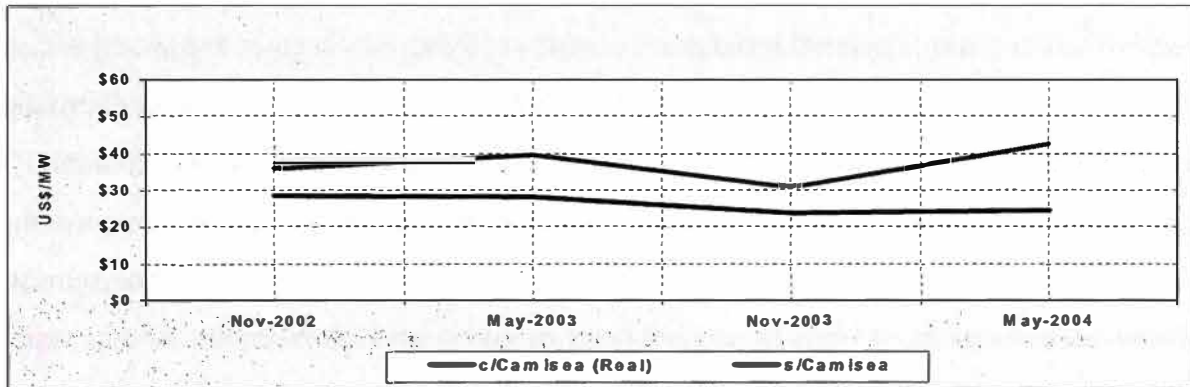


Fig. 2.10 Comparación de precios de barra de energía con y sin gas de Camisea

En Agosto de 2004 la Central de Ventanilla empezó a utilizar gas natural de Camisea como fuente de generación; efectuando la conversión de sus 2 turbinas a ciclo simple, una de las cuales se convertirá en el futuro en ciclo combinado generando 225 MW. Cabe señalar que la reserva de dicho recurso en término de años es variable dependiendo del crecimiento del sector eléctrico y el consumo por mercado, teniéndose que para un crecimiento eléctrico del 4% y un consumo de gas natural del 80%, se tendría reserva para 50 años.

Las recomendaciones de OSINERG respecto al uso de este recurso es que el proceso de reconversión sea gradual a fin de no afectar la rentabilidad de la inversión de las empresas que vienen funcionando, en cuanto a una posible disminución de las tarifas estimadas. Dicho organismo plantea en su estudio que la proporción óptima del parque generador en el mediano plazo debería ser 40% a gas natural, 59% hidráulica y 1% diesel, en esas condiciones el sistema eléctrico sería eficiente.

Cabe agregar que el Ministerio de la Producción considera que cerca de 1000 empresas podrían reconvertir su proceso productivo y utilizar el gas natural como fuente de energía en lugar del diesel, con lo que se produciría un ahorro de costo de combustible del 50%, y en los próximos seis meses espera que 100 empresas logren la reconversión de su proceso (CPN Radio, 2004).

2.6. Problemática del Sector Eléctrico

La problemática que se expone se centra sobre todo en la actividad de generación.

- **Perú**

El sistema eléctrico peruano es vulnerable a la escasez de agua debido a que la mayor generación que se produce es hidroeléctrica (en el 2004 fue el 86% de la generación total). En la sequía ocurrida en el año 2004 los costos marginales crecieron por encima del precio regulado, llegando a ser en mayo del 2004, más de 4 veces el precio en barra²⁵.

Dicha situación afectó las transacciones entre generadores y distribuidores pues resultaba perjudicial para el generador la venta de energía a tarifa regulada, teniendo el costo marginal un precio más alto que estimulaba mejor la venta en el mercado spot. Cabe precisar que el aumento de este costo se produce por el ingreso al sistema de unidades térmicas que tienen costos de generación más altos y porque en muchos casos son obsoletas.

Esta problemática se expuso en el Foro Energético de Ica realizado en julio del 2004²⁶. Por otro lado, los agentes de transmisión expusieron la necesidad de elaborar un plan de expansión del sistema de transmisión para cubrir el crecimiento de demanda de energía y evitar con ello problemas de congestión y desconexión del sistema, dado que la configuración del sistema de transmisión peruano es radial.

En el caso de las distribuidoras, el problema expuesto radicó en las bajas tarifas finales que se cobran al usuario final y la discrecionalidad del órgano regulador al fijar el Valor Agregado de Distribución (VAD), cuyo cálculo se basa en una empresa modelo eficiente, la cual es inalcanzable según refieren. Dicha discrecionalidad también es compartida por los generadores en el caso de no haberse considerado la demanda de Ecuador en la fijación tarifaria de mayo del 2004²⁷ y sí el gas de Camisea que tiende a bajar el precio de la energía.

- **Ecuador**

De acuerdo a información vertida en el Seminario “Planeamiento Operativo del MEM”, realizado en julio del 2004 en Quito-Ecuador, los distribuidores ecuatorianos están obligados a comprar energía cara a generadores estatales (a costo marginal en el caso del

²⁵ En mayo del 2004 el costo marginal fue de 108 \$/MWh y el precio en barra (precio regulado) 24,3 \$/MWh.

²⁶ Organizado por la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía con asistencia de agentes y autoridades de OSINERG.

²⁷ En la fijación tarifaria de noviembre del 2004 se consideró la demanda de Ecuador originando un aumento del 5% de la tarifa.

mercado ocasional) y vender dicha energía a precios bajos ya que la tarifa al usuario final es regulada por CONELEC²⁸.

Dicha situación produce a los distribuidores un problema de desequilibrio financiero, habiendo originado un desbalance de US\$ 200 millones a junio del 2004. Los generadores estatales por su parte, enfrentan el potencial riesgo de no cobrar el total de la energía vendida, pudiéndoles ocasionar también un problema financiero, lo cual aleja a cualquier inversionista.

También Ecuador presenta un problema de altas pérdidas de energía, en el año 2004 en promedio fue de 23,96%, de los cuales el 13,85% se debió a pérdidas no técnicas llamadas “pérdidas negras” o “perdidas sociales” (robos). Ello ha provocado también que las empresas distribuidoras tengan que subsidiar estas pérdidas negras en desmedro de sus utilidades produciendo desequilibrios financieros.

Otros problemas del sector eléctrico ecuatoriano, según señala el documento “Plan de Electrificación de Ecuador 2004-2013” son la falta de información actualizada y confiable sobre las redes eléctricas y de los usuarios que reciben energía, la existencia de técnicas inadecuadas de equipos y redes, protecciones de sobrecorriente y sobrevoltaje sin coordinación, entre otros. También presenta problemas de calidad y suministro de energía que minimiza la confiabilidad del producto.

- **Colombia**

Al igual que Perú, Colombia también enfrenta el problema de escasez de agua lo cual ocasiona una disminución en su generación hídrica y un aumento en el precio de energía; frente a esta situación los generadores y comercializadores cubren el potencial riesgo de fluctuaciones negativas a través de contratos de largo plazo, sin embargo dicha opción no fue tan conveniente en el 2004 debido a que los precios de contratos estuvieron altos y se tuvo que vender en Bolsa.

2.7. Conclusiones

De acuerdo a lo expuesto se concluye que el sector eléctrico colombiano es más competitivo que el peruano y este último más que el ecuatoriano.

²⁸ Uno de los componentes de la tarifa final es el Precio Referencial de Generación (PRG), similar al Precio en Barra de Perú, el cual en el 2003 estuvo en promedio en 36,2 US\$/MWh mientras que el costo marginal llegó a 67,5 US\$/MWh.

- **Perú**

En general, el sistema eléctrico peruano presenta un mejor nivel de competitividad que el ecuatoriano, en relación a su capacidad de generación, eficiencia (por tener precios más bajos), y desarrollo del mercado de clientes no regulados. Sin embargo debe señalarse que la participación de agentes en el mercado eléctrico peruano es más limitado porque sólo los generadores pueden hacer transacciones en el mercado spot, restándole dinamismo al mercado eléctrico.

Las posibilidades y riesgos que se distinguen en el sector eléctrico son:

Posibilidades:

- El sistema eléctrico peruano tiene un menor precio de energía que Ecuador.
- Camisea tiene una reserva probada de gas natural para un máximo proyectado de 50 años, lo que permitirá producir energía eficiente y elaborarse proyectos de largo plazo en el país.
- La complementariedad hidrológica con Ecuador (cuando en Ecuador se tiene estiaje en Perú se tiene avenida), permite tener una mayor demanda de energía a través del Sistema en época de estiaje en Ecuador.
- La interconexión eléctrica con Ecuador permitirá aumentar la demanda del mercado eléctrico y a su vez posibilitará que se desarrolle la oferta eléctrica.

Riesgos:

- La presencia de sequías en el país produce disminución en la capacidad de generación del sistema eléctrico y por ende influye en los costos altos de energía.
- Las centrales térmicas no despachadas que constituyen cerca del 45% de reserva de energía del país son en su mayoría de tecnología obsoleta.
- El ruido político y la inestabilidad jurídica alejan la inversión privada.

- **Ecuador**

El sector eléctrico ecuatoriano es el menos competitivo en comparación a Colombia y Perú, debido a sus altas tarifas de energía, al problema de desbalance económico y financiero que afrontan los generadores y distribuidores por políticas e intereses del Estado y porque en el país no se cuenta con condiciones que atraigan inversión extranjera en el sector eléctrico.

En ese contexto, a Ecuador le ha convenido importar energía barata de Colombia, y en las condiciones actuales también le convendría de Perú, para que el costo marginal

de su sistema baje. Sin embargo, tiene cifrada sus expectativas de eficiencia en el sistema, en la incorporación de nuevas unidades generadoras y según su plan de expansión de la oferta.

Las posibilidades y riesgos que se distinguen en el sector eléctrico son:

Posibilidades:

- Posibilidad de importar energía barata de Colombia o Perú.
- La energía importada de Colombia representa la segunda fuente de provisión de energía, después de la Central Hidroeléctrica de Paute.

Riesgos:

- Casi la totalidad de infraestructura térmica de motor de combustión que representa el 11,1% de la oferta de generación en Ecuador, es obsoleta.
- Ecuador presenta un problema de que las tarifas eléctricas no reflejan los costos reales del Sistema, existe una gran diferencia entre el PRG de energía y el Costo Marginal de Corto Plazo.
- Los distribuidores y generadores estatales, mayoría en el mercado, están perdiendo competitividad por las condiciones desventajosas en sus transacciones y en su funcionamiento (precios, pérdidas de energía).
- El ambiente político y social afecta las inversiones en Ecuador y por consiguiente en el desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano.

• **Colombia**

Colombia tiene un buen nivel de desarrollo de su mercado eléctrico y en comparación a Ecuador y Perú tiene un sector eléctrico más competitivo, porque sus precios de energía son mas bajos, su mercado eléctrico es dinámico con mayor competencia entre agentes, presencia adicional de un agente comercializador, y una gran participación del sector privado en la actividad de generación (60%).

Las posibilidades y riesgos que se distinguen en el sector eléctrico son:

Posibilidades:

- Tiene precios de energía más eficientes.
- Parque generador es casi el triple que el de Ecuador y dos veces el de Perú.
- Cuenta con un mayor porcentaje de infraestructura hidráulica.
- Existe una mayor participación de agentes en el funcionamiento del mercado.

Riesgos:

- Es dependiente del recurso hídrico en la generación hidroeléctrica.

CAPITULO III

ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LA INTERCONEXIÓN PERÚ-ECUADOR

En esta parte se analizará la interconexión Perú-Ecuador desde el punto de vista energético y económico.

3.1. Situación Actual de la Interconexión Perú-Ecuador

3.1.1. Antecedentes

En el año 2000, se realizó el estudio de interconexión eléctrica entre Perú y Ecuador por Hydro Québec International, en el marco del convenio de colaboración firmado con las empresas transmisoras ETECEN (Perú) y TRANSELECTRIC (Ecuador).

Este estudio concluyó que el enlace de interconexión más conveniente era del tipo asincrónico con una máxima capacidad de 250 MW. Recomendó que el proyecto se debería desarrollar en dos etapas, la primera etapa consistía en la construcción de un circuito en 230 kV entre la subestación Milagro (Ecuador) y Zorritos (Perú) con una capacidad de 125 MW y una estación de acople de corriente continua (Back-to-Back) en la frontera; la segunda etapa consistía en la construcción de un segundo circuito en 230 kV, con una capacidad de transmisión de 250 MW y una segunda estación de acople de corriente continua (Back-to-Back).

Posteriormente, en octubre de 2003 se reúnen en Medellín especialistas de los operadores y transmisores de Colombia, Ecuador y Perú; y llegaron a las siguientes conclusiones:

- La interconexión síncrona en corriente alterna entre los sistemas eléctricos de Colombia – Ecuador con el Perú, no es viable técnicamente, debido a la presencia de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas, fundamentalmente en el sistema peruano.
- Es viable una interconexión asíncrona con una estación convertidora de corriente continua (“Back to Back”) en la frontera del Perú con Ecuador.

- Es posible una conexión radial, donde el Perú puede alimentar la carga de la subestación Machala (80 MW) desconectado del sistema ecuatoriano y en forma recíproca Ecuador puede alimentar las cargas de Talara y Zorritos, que estarían desconectados del sistema peruano.

3.1.2. Ejecución del Proyecto

En setiembre del 2003, el Estado Peruano otorga un Contrato de Concesión a Red de Energía del Perú (REP) para la Operación y Mantenimiento del Sistema de Transmisión de las empresas estatales ETECEN y ETESUR cuyas instalaciones cubrían todo el sistema interconectado nacional del Perú (SEIN).

El Contrato incluyó el compromiso de construir, operar y mantener la línea de transmisión 230 kV Zorritos-Zarumilla (tramo peruano de la interconexión Perú-Ecuador) para marzo de 2005, cuya longitud es aproximadamente 55 km, construida en simple circuito y preparada para doble.

Por su parte, en el lado ecuatoriano en Machala, la empresa de transmisión TRANSELECTRIC debería instalar un transformador de potencia 230/69 kV.

Con estos compromisos de parte de las empresas de transmisión del Perú y Ecuador avalados por los autoridades políticas se daba inicio a la ejecución del proyecto de interconexión.

3.1.3. Etapas del proyecto

Después de los análisis energéticos y eléctricos el proyecto se ha formulado en 3 etapas:

3.1.3.1. Primera etapa: Operación radial

Según información de REP, esta primera etapa comprende la construcción de:

- Una línea de transmisión de 55 Km., 230 kV, 125 MW, Zorritos-Zarumilla, en el lado peruano. Responsable: Red de Energía del Perú (REP).
- Una línea de transmisión de 55 Km., 230 kV, 125 MW, Machala-Zarumilla, en el lado ecuatoriano. Responsable: TRANSELECTRIC.
- Un transformador de potencia 230/69 kV, 100 MVA, en la subestación de Machala (Ecuador). Responsable: TRANSELECTRIC.

Las inversiones estimadas según CENACE y REP son en Perú US\$ 8,74 millones y en Ecuador US\$ 12,0 millones. La fecha acordada por REP y TRANSELECTRIC para la puesta en operación fue octubre del 2004, sin embargo la construcción finalizó en diciembre del 2004.

En esta interconexión el flujo de energía eléctrica será unidireccional (un solo sentido a la vez), pudiéndose presentar problemas de oscilación de potencia¹ entre los sistemas eléctricos de ambos países. Se separará la carga de Machala (80 MW) del sistema ecuatoriano, si es exportación de Perú hacia Ecuador ó las cargas de Zorritos y Talara (40 MW) del sistema peruano, si la exportación es de Ecuador hacia el Perú. El sentido del flujo será determinado de acuerdo al Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) que ambos países deben convenir. En la siguiente figura se aprecia la primera etapa de interconexión al año 2005:

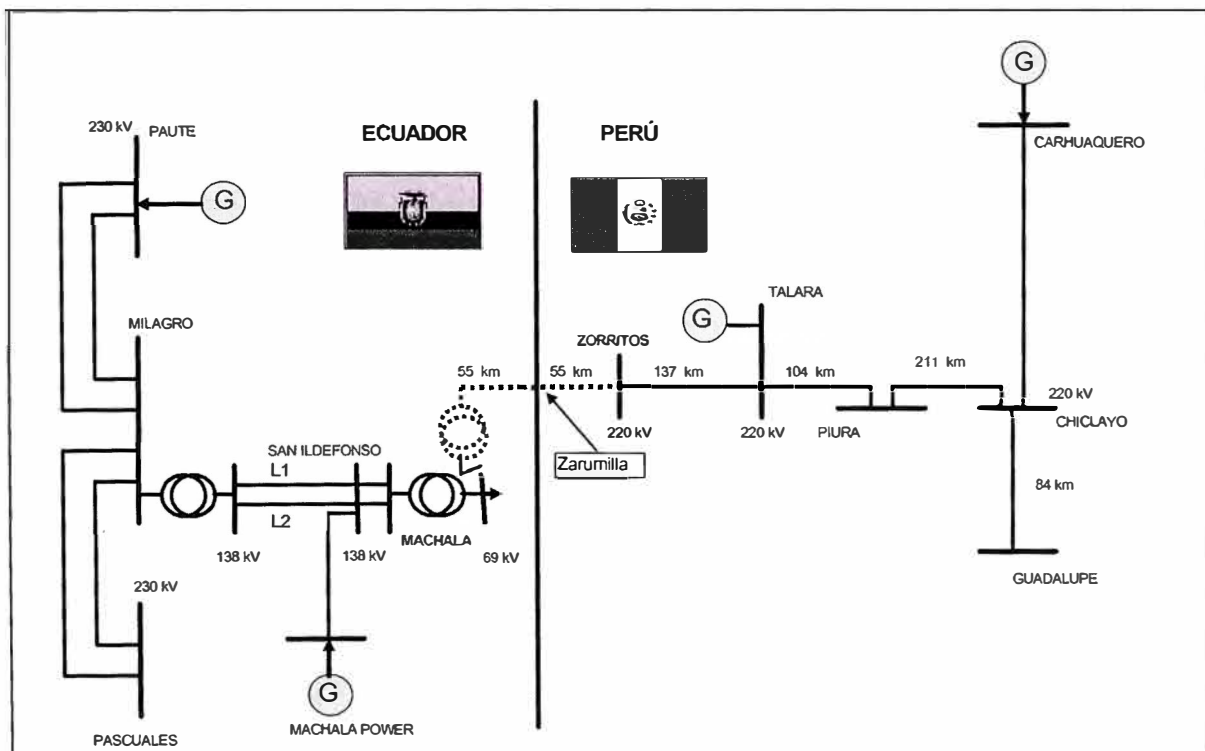


Fig. 3.1 Diagrama Unifilar - Primera Etapa Interconexión (Radial)

El procedimiento operativo para alimentar la carga de Machala del Perú se realiza mediante la sincronización de los sistemas eléctricos de Colombia– Ecuador y el Perú, cerrando el interruptor del lado de 69 kV del transformador de Machala 230/69 kV y luego

¹ Estos problemas podrían producir salidas repentinas de centrales de generación con la consiguiente cadena de interrupciones del servicio eléctrico

de cinco (5) segundos se abren localmente en Machala los circuitos L1 y L2 de la línea en 138 kV Machala – San Idelfonso, con lo cual la carga de Machala se desconecta del sistema eléctrico ecuatoriano y queda alimentada radialmente desde la subestación Zorritos.

Por otro lado, cuando el flujo es desde el sistema ecuatoriano hacia el Perú, se efectúa una conexión radial de las cargas de Talara y Zorritos, mediante el cierre del circuito Machala – Zorritos de 230 kV y la apertura de la línea Talara – Piura 220 kV del Perú.

3.1.3.2. Segunda etapa: Operación Interconectada (Back to Back) 125 MW

Según información de REP, esta segunda etapa consiste en la construcción de:

- Una estación “Back to Back” en Zarumilla
- Una línea de transmisión de 230 kV, que une las subestaciones de Milagro-San Idelfonso-Machala en Ecuador.
- Una línea de transmisión de 220 kV, que une las subestaciones de Piura-Talara del lado peruano.

La capacidad de transmisión es 125 MW con interconexión de doble flujo.

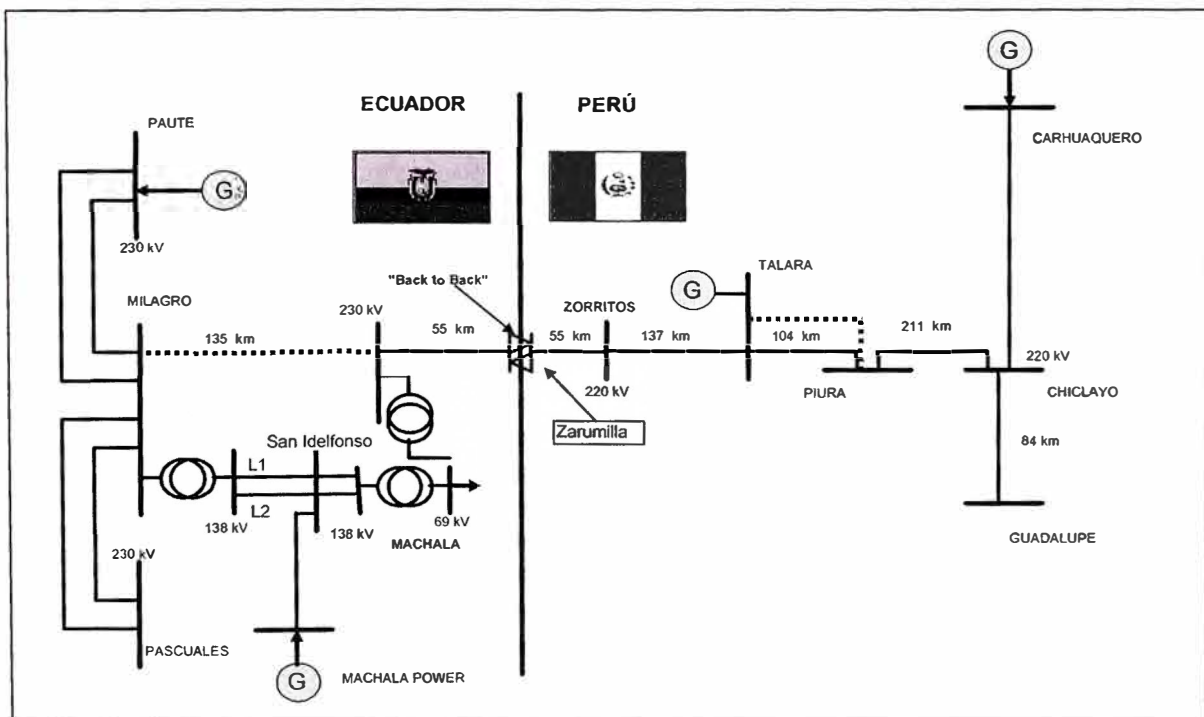


Fig. 3.2 Diagrama Unifilar - Segunda Etapa Interconexión (Back to Back 125MW)

Según CENACE el costo estimado total es US\$ 44,4 millones, de los cuales le corresponde invertir a Ecuador US\$ 31,1 millones y al Perú US\$ 13,3 millones, siendo el valor del “Back to Back” aproximadamente US\$ 22 millones del costo total.

La fecha estimada de la puesta en operación es el año 2007. La instalación del “Back to Back” permite a los 2 sistemas (Perú y Ecuador) trabajar en forma interconectada, debido a que este equipamiento permite aislar los efectos de las oscilaciones de un sistema del otro permitiendo que el flujo sea continuo, es decir sin necesidad de separar las cargas de Machala ó de Tumbes-Talara de los sistemas eléctricos correspondientes.

3.1.3.3. Tercera etapa: Operación interconectada (Back to Back) – 250 MW

Según información de REP, consiste en la construcción de:

- Segundo circuito Zorritos-Machala
- Segunda estación “Back to Back” en Zarumilla
- Segundo circuito de la línea 230 kV Milagros-San Idelfonso-Machala
- Segundo circuito Chiclayo-Piura y Talara-Zorritos

La capacidad máxima de transmisión es 250 MW con interconexión de doble flujo.

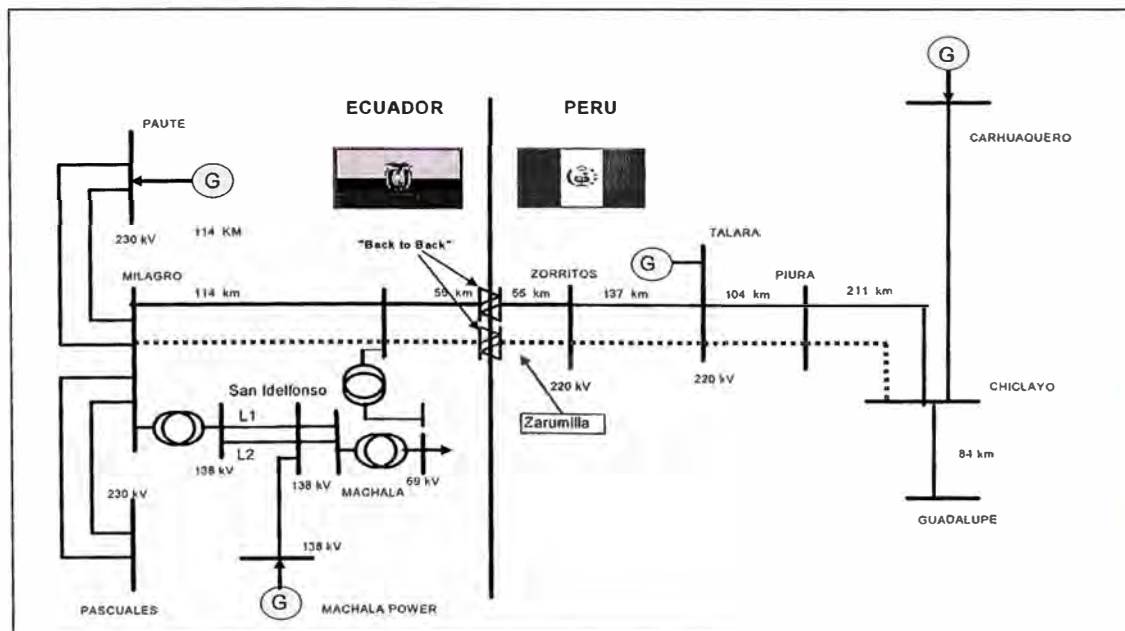


Fig. 3.3 Diagrama Unifilar - Tercera Etapa Interconexión (Back to Back 250MW)

La inversión estimada por CENACE es US\$ 90 millones, de los cuales le correspondería a Ecuador US\$ 20,6 millones y al Perú US\$ 69,4 millones, siendo el costo

del segundo “Back to Back” aproximadamente US\$ 22 millones del costo total. Al igual que en la 2da. Etapa los 2 “Back to Back” permitirán que no existan problemas de oscilación de potencia de tal forma que puedan existir flujos continuos y en ambas direcciones.

3.2. Análisis de las variables que benefician la Interconexión Perú y Ecuador

Los beneficios económicos de las interconexiones eléctricas se deben principalmente a diferencias en diagramas de cargas, complementariedad hidrológica y diferencias en costos térmicos debido a las características de las plantas térmicas y costo de combustibles. En los siguientes puntos se efectuará una comparación de estas variables para el caso de Perú y Ecuador.

3.2.1. Curva de carga diaria

Con la finalidad de ver el comportamiento de consumo de la demanda se ha efectuado un análisis de las curvas de carga diaria (24 horas) de los dos países para marzo (mes de avenida en Perú) y julio (mes de estiaje en Perú), tanto para días laborables como no laborables.

Dichas curvas se presentan en el Anexo G; en ellas se puede observar que no hay diferencias sustanciales en su forma y que el período de punta empieza en ambos países alrededor de las 18 horas. Sin embargo en Ecuador existe una diferencia más marcada entre el consumo de horas fuera de punta con el de punta respecto a lo que presenta la curva del Perú, existiendo una pendiente más pronunciada entre estos 2 bloques de energía. Asimismo, se observa que la punta del Perú, tiene una mayor duración que el de Ecuador.

En la figura siguiente se presenta la curva de carga para el 22 de julio del 2004.

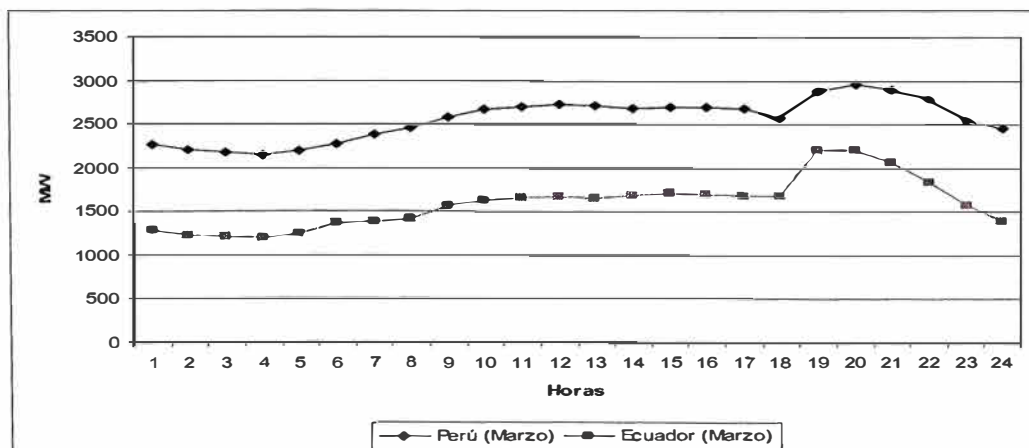


Fig. 3.4 Ecuador y Perú: Curva de Carga Diaria (Estiaje – Laborable)

3.2.2. Curva de Duración Anual

Al igual que la curva de carga diaria es necesario analizar la curva de duración anual de los 2 países.

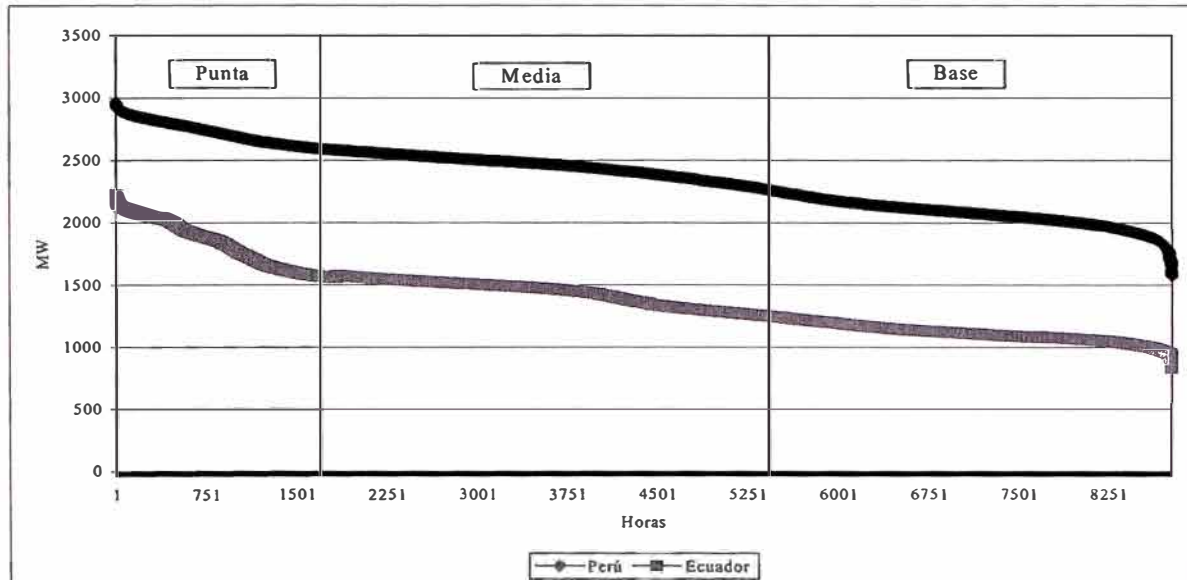


Fig. 3.5 Ecuador y Perú: Curva de Duración de Carga Anual

Esta curva se forma ordenando de mayor a menor los consumos horarios de todo el año, que en este caso se ha tomado como referencia el año 2003. El bloque de punta anual tiene 1 509 horas, el bloque de media tiene 3 966 horas y el bloque de base tiene 3 285 horas. Se observa que los bloques de base y media tienen similares formas en ambos países, mientras que en el bloque de punta existe una diferencia en la forma y tendencia, notándose que Ecuador tiene una pendiente mayor que la curva del Perú, este mismo efecto ya se había notado cuando se analizó las curvas de carga diaria.

El indicador que permite ver la mayor pendiente de una curva es el factor de carga. Este indicador es igual al total de la energía dividido entre el producto de la potencia máxima por el número de horas del período, en este caso 8 760. Cuanto mayor es el factor de carga, la curva es más aplanada y por tanto hay un mejor uso de la energía durante todas las horas del período. Para el año 2003, el factor de carga del Perú fue 0,80 y de Ecuador fue 0,636, esta diferencia es debido a que en el Perú existe mayor cantidad de clientes libres que tienen un uso intensivo de electricidad en horas fuera de punta (bloque de media y base) mientras que en Ecuador mayormente la demanda es residencial que tiene poco consumo en horas fuera de punta.

3.2.3. Variación Estacional de Demanda de Energía

En este punto vamos a analizar el comportamiento estacional de la demanda de energía de Perú y Ecuador, para lo cual se ha utilizado la información operativa del COES y CENACE del año 2003.

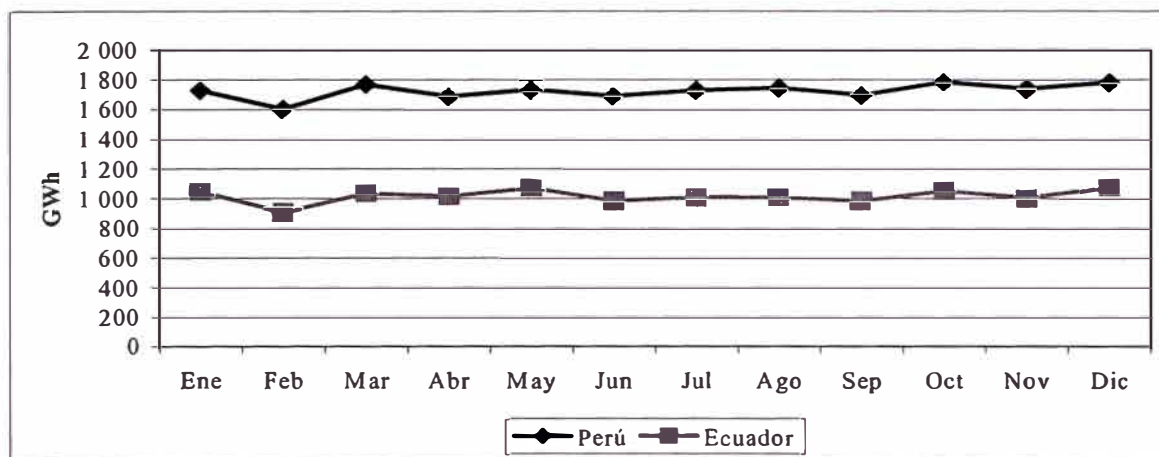


Fig. 3.6 Ecuador y Perú: Demanda de Energía Mensual

En la figura anterior se observa que la forma de curva de la demanda de energía de Perú y Ecuador son similares en todos los meses del año, no existiendo diferencia de tendencia, siendo el mes de febrero el mes de más bajo consumo y diciembre como el de mayor consumo.

3.2.4. Complementariedad Hidrológica

De acuerdo a lo presentado en los capítulos 2 del presente trabajo la producción de energía en ambos países para el año 2004, tiene en la generación hidroeléctrica el mayor componente respecto a la generación térmica, así se tiene que en el Perú fue el 86% versus un 14% respectivamente, mientras que en Ecuador la producción hídrica fue 65% versus un 35% de producción térmica.

Por tal razón a continuación se efectuará un mayor análisis del comportamiento hídrico de los dos países. En la Fig. 3.7 se presenta la generación hidroeléctrica de ambos países en forma mensual, para lo cual se ha considerado un año ejecutado (2001) y un año futuro (2005).

Se puede observar que existe una **complementariedad** en la variación estacional de generación hidroeléctrica entre ambos países.

En el caso del Perú, hay una máxima generación entre los meses de enero-abril y una disminución entre los meses de mayo-septiembre, mientras que Ecuador es al contrario,

hay una máxima generación entre los meses de mayo-agosto y una disminución entre los meses de enero-marzo y entre octubre-diciembre.

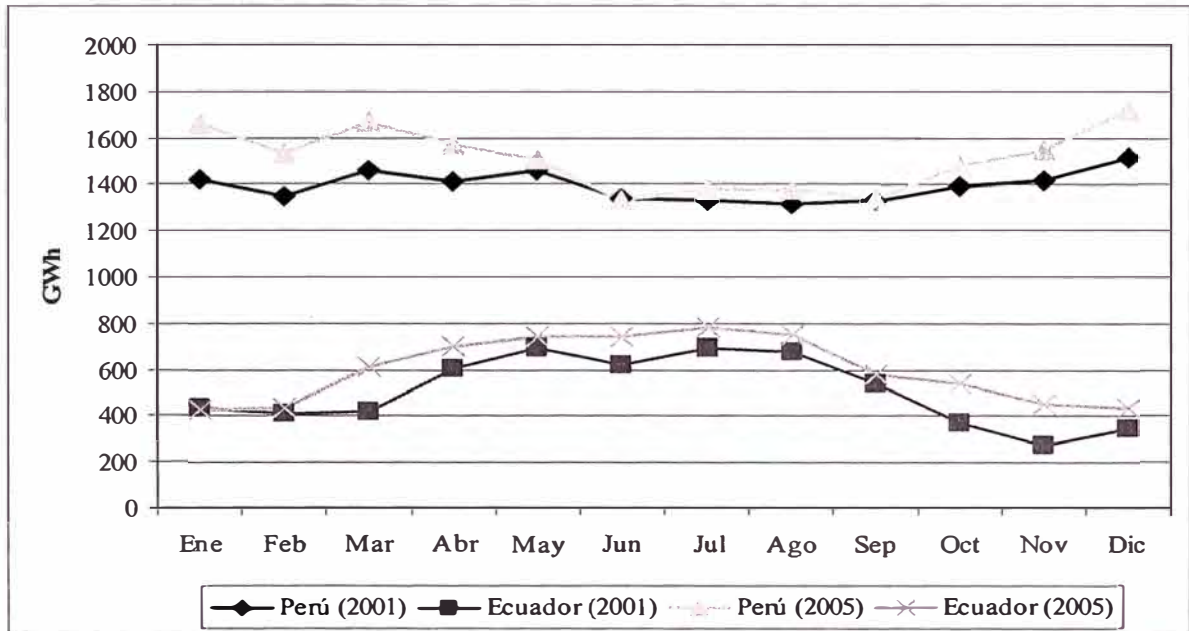


Fig. 3.7 Ecuador y Perú: Generación hidroeléctrica mensual

Esta **complementariedad** es beneficiosa para ambos países dado que los precios de la energía son bajos cuando hay gran generación hidroeléctrica y viceversa si no hay suficiente generación hidroeléctrica los precios suben porque esa deficiencia sería cubierta por generación térmica que tienen costos variables altos.

3.2.5. Costos Variables de las Plantas Térmicas

Ambos países, con respecto a la tecnología en plantas térmicas, tienen tecnología similar, contando en su parque generador con plantas a vapor funcionando con residual y bunker, motores de combustión interna funcionando con residual y diesel y turbogases funcionando con diesel y con gas.

TABLA N° 3.1 Perú y Ecuador: Precio de Combustibles (2005)

Combustibles	Ecuador				Perú (US\$/barr)
	Precio de mercado (US\$/barr)	Precio según Decreto 338 (US\$/barr)	Diferencia precio de D.338 - mercado		
			(US\$/barr)	(%)	
Diesel 2	77,74	34,53	-43,21	-56%	79,15
Fuel Oil	37,99	26,62	-11,37	-30%	
Nafta B.O.	63,29	28,11	-35,18	-56%	45,23
Residuo	12,60	11,25	-1,35	-11%	
Residual 6					45,23
Residual 500					41,83

De acuerdo a la tabla anterior, existen diferencias en los precios de combustibles líquidos de ambos países, en el Perú el precio de estos combustibles siguen la paridad internacional, mientras que en Ecuador se maneja de una manera política a tal punto que mediante Decreto Ejecutivo 338 de Julio 2005, el Ministerio de Energía y Minas fijó los precios de combustibles por debajo del precio de mercado hasta en un valor menor en 56% como es el caso del Diesel 2, conllevando a un desbalance financiero a Petroecuador que es la empresa estatal de hidrocarburos.

La Fig. 3.8 presenta las curvas de costos variables de las plantas térmicas del Perú y Ecuador a precios de combustibles de diciembre 2005, donde se puede apreciar que hasta 1000 MW los costos variables del Perú son menores que el de Ecuador y esto es razonable porque estarían abarcando las plantas que operan a gas natural y carbón, mientras que a partir de 1200 MW los costos variables del Perú son mayores que el de Ecuador debido a que en este grupo están operando las plantas ineficientes.

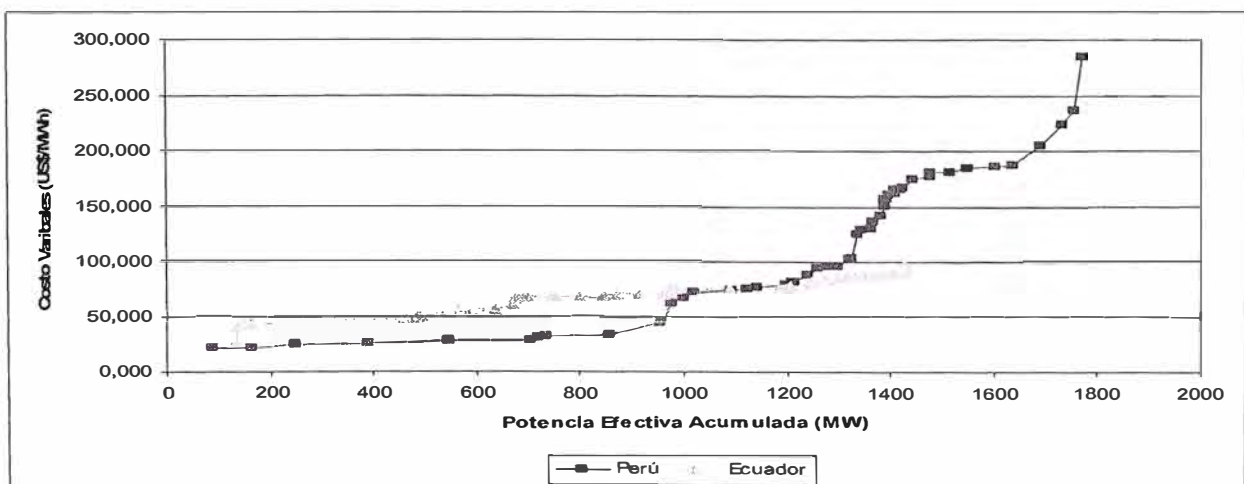


Fig. 3.8 Ecuador y Perú: Costos Variables para Generación Térmica (2005)

3.3. Análisis Energético de la Interconexión Perú-Ecuador

En esta parte se describen las premisas de cálculo, metodología y evaluación de las transferencias de energía eléctrica que se producen en aplicación de las TIE por medio de la interconexión Perú-Ecuador, cuyos resultados servirán para identificar las oportunidades de negocio ya sea en el mercado spot como en el mercado de contratos a plazo.

3.3.1. Premisas

Se describe a continuación las consideraciones más relevantes utilizadas en el cálculo de los costos marginales y valorización de las transacciones de energía de la interconexión.

3.3.1.1. Demanda

Para estimar la proyección de demanda de los tres países involucrados en la interconexión, se ha considerado diversas fuentes: para el caso de Colombia se ha considerado del Informe de Estudios Energéticos de Interconexión Colombia-Ecuador y Perú, para el caso de Ecuador del Plan de Electrificación 2004-2013 de CONELEC y para el caso del Perú se ha efectuado una estimación en base a la metodología de proyección de demanda utilizada por el COES.

TABLA N° 3.2 Proyección y tasa de crecimiento de demanda de energía eléctrica

Año	Proyección de Demanda de Energía			Tasa de Crecimiento		
	Colombia	Ecuador	Perú	Colombia	Ecuador	Perú
	GWh	GWh	GWh	%	%	%
2004	47 095	12 970	21 960		5,0%	
2005	48 835	13 728	23 109	3,7%	5,8%	5,2%
2006	50 624	14 434	24 464	3,7%	5,1%	5,9%
2007	52 467	15 153	26 552	3,6%	5,0%	8,5%
2008	54 486	15 885	27 825	3,8%	4,8%	4,8%
2009	56 321	16 628	28 934	3,4%	4,7%	4,0%
2010	58 336	17 389	30 102	3,6%	4,6%	4,0%
2011	60 413	18 173	31 331	3,6%	4,5%	4,1%
2012	62 660	18 978	32 625	3,7%	4,4%	4,1%
2013	64 717	19 809	33 986	3,3%	4,4%	4,2%

3.3.1.2. Expansión de generación

En la TABLA N° 3.3 se presenta el plan de expansión de generación de Perú que se ha considerado para el presente trabajo, este plan está basado en el reciente “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo 2006” presentado en Enero del 2006, por el COES al OSINERG y en

estimaciones propias para el largo plazo. Se observa que en el horizonte de 2006-2010 se tiene un incremento de 1 132 MW de capacidad adicional, en base a generación hídrica y térmica. Según este plan, a partir del año 2010 los proyectos de generación serían en base a tecnología de turbo gas utilizando como combustible gas natural en ciclo abierto.

En la TABLA N° 2.19 se muestra el plan de expansión de generación de Ecuador, con un incremento final de 909 MW adicional al existente. Este plan se basa principalmente en los proyectos hídricos de San Francisco y Mazar, teniéndose una incertidumbre acerca de su ejecución por depender del estado, es decir de los fondos de tesoro público.

TABLA N° 3.3 Plan de expansión de generación de Perú

Central	Tipo	Pot.adicional (MW)	Fecha de Ingreso	Observación
Presa Pillones	Hidro		Ene-07	Presa de 71 MMC
Pariac	Hidro	0,8	Ene-07	Repotenciamiento de CH2 y CH3
La Joya	Hidro	9,6	Ago-07	En Proyecto
Yaupi	Hidro	30,0	Ene-08	Repotenciamiento
Pariac	Hidro	5,0	Jul-08	En Proyecto G5
Platanal	Hidro	220,0	Ene-09	En Proyecto
Total Hidroeléctrica		264,6		
Ventanilla TG3	TGN-CC	90,7	Jun-06	Reconversión de TG3 a CC : 245,72 MW
Aguaytia	TGN-CA	6,0	Jun-06	Repotenciación de TG2 a 84,1 MW
Ventanilla TG4	TGN-CC	86,6	Oct-06	Reconversión de TG4 a CC : 241,6 MW
Chilca	TGN-CA	174,0	Dic-06	En construcción
Santa Rosa (UTI)	TGN-CA		Jun-07	Conversión a gas natural (en estudio)
TGN Lima	TGN-CA	170,0	Ene-08	
TGN Lima	TGN-CA	170,0	Ene-09	
TGN Lima	TGN-CA	170,0	Ene-10	
Total Térmico		867,3		
Total Hidrotérmico		1131,9		

En el TABLA N° 2.21 se presenta el plan de expansión de generación de Colombia, que contempla una capacidad adicional de 887 MW; de los proyectos contemplados se aprecia que hasta el 2010, no se tienen proyectos de gran envergadura.

3.3.1.3. Fecha de Ingreso de las Interconexiones

De acuerdo a los estudios de interconexión eléctrica, las fechas previstas de enlace en cada etapa, para las interconexiones Ecuador-Colombia y Perú-Ecuador, son las siguientes:

- Enlace Ecuador-Colombia: L.T. Jamondino (Colombia) – Pomasqui(Ecuador)
 - 01-03-2003 enlace de 250 MW, 230 kV (existente)
 - 01-04-2007 enlaces de 350 MW, 230 kV
- Enlace Perú-Ecuador: L.T. Zorritos (Perú) – Machala (Ecuador)
 - 01-12-2004 enlace radial de 100 MW, 230 kV (existente)
 - 01-01-2007 enlace de 125 MW, 230 kV, “Back to Back”
 - 01-01-2010 enlace de 250 MW, 230 kV, “Back to Back”

3.3.1.4. Escenario

El análisis energético para la interconexión eléctrica Perú-Ecuador ha sido realizado bajo el siguiente Escenario:

- Escenario medio de crecimiento de la demanda y expansión de generación factible para los tres países.

En este escenario se consideró el funcionamiento de las tres etapas de la interconexión Perú-Ecuador de la siguiente manera:

- Primera etapa : Sólo Radial
- Segunda etapa : Enlace de 125 MW “Back to Back”
- Tercera etapa : Enlace de 250 MW “Back to Back”

3.3.1.5. Horizonte de análisis

El horizonte del análisis energético comprende el período enero 2006 a diciembre del 2015, con etapas mensuales.

3.3.1.6. Determinación de los costos marginales

Los costos marginales autónomos de cada país, se han determinado de la siguiente manera: para Colombia se ha utilizado información del Informe de Estudios Energéticos Interconexión Colombia-Ecuador-Perú, para Ecuador se ha utilizado el modelo de despacho SDDP y para el caso del Perú también se ha utilizado el modelo SDDP y los modelos PERSEO y JUNRED/JUNTAR.

La metodología de determinación de costos marginales se presenta en la siguiente figura.

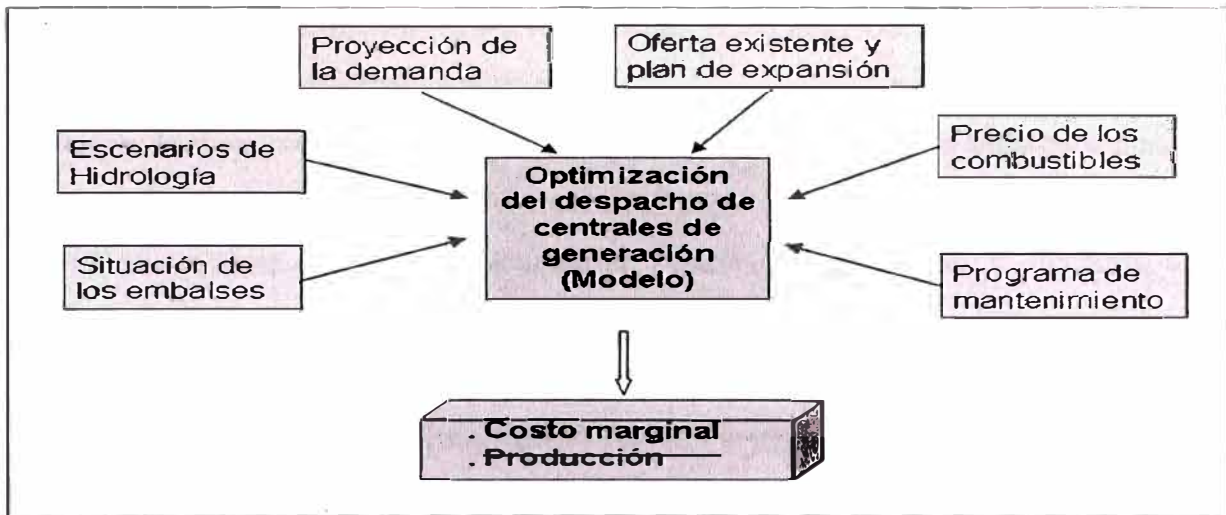


Fig. 3.9 Determinación de Costos Marginales y Producción

Los modelos antes indicados se describen en el Anexo H y los resultados de costos marginales para los 3 países se presentan en el Anexo I.

3.3.2. Metodología de Evaluación

Para efectuar la evaluación de las transacciones de energía entre Perú y Ecuador se utilizará el procedimiento establecido en el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) recientemente publicado y que se describió en detalle en el capítulo I. Para las transacciones entre Ecuador y Colombia se utilizará el procedimiento de las TIE actualmente vigente entre dichos países.

Considerando el RIEE los precios se formarán de la siguiente manera:

- El Precio de Oferta de Exportación (POE), deberá incluir los cargos variables y los cargos fijos. En los cargos variables se considerarán los costos marginales en el nodo frontera y la reserva para regulación secundaria. En los cargos fijos se considerará el precio básico de potencia en el nodo frontera y el costo de transmisión.
- El Precio de Oferta de Importación (POI), estará formado por el costo marginal en el nodo frontera.

Las transferencias energéticas, se establecen comparando el POE del país exportador con el POI del país importador, si el POE es menor al POI se cumple la condición suficiente y la transacción se ejecuta y se obtienen las transferencias energéticas entre los sistemas con la cual se procede luego a la evaluación económica de los beneficios.

3.3.2.1. Otros cargos utilizados para la determinación del POE

Tal como se mencionó en el numeral anterior para la formación del POE de Perú y Ecuador se adicionan al costo marginal los siguientes cargos que son utilizados por COES y CENACE (a diciembre/2005):

- Reserva para regulación secundaria: Perú 0,00 US\$/MWh y Ecuador 0,2857 US\$/MWh.
- Precio Básico de Potencia en el nodo frontera: Perú 5,04 US\$/kW-mes (9,86 US\$/MWh) y Ecuador 15,45 US\$/MWh(incluye otros cargos)
- Costo de transmisión: Perú 4,64 US\$/kW-mes(9,08 US\$/MWh) y Ecuador 6,65 US\$/MWh

Lo que da un total de “otros cargos” para Perú de 18,94 US\$/MWh y 22,66 US\$/MWh para Ecuador, haciéndolo menos competitivo que Perú para exportar energía eléctrica. De igual manera, según CENACE los otros cargos para Colombia es del orden de 11 US\$/MWh, que lo hace aún más competitivo que Ecuador y Perú. En el Anexo J se presentan en detalle los otros cargos utilizados en el horizonte de estudio.

3.3.3. Evaluación Energética

En esta parte se va a efectuar el análisis de las transacciones de energía entre Ecuador y Perú, aplicando el procedimiento del RIEE para el escenario definido en el numeral 3.3.1.4.

3.3.3.1. Procedimiento de Evaluación

El análisis se efectuará considerando un escenario medio de proyección de demanda y expansión de generación factible. Se seguirá el siguiente procedimiento:

- Se calculan los costos marginales en forma autónoma
- Se determina los POI y POE de los 3 países
- Se procede a la comparación de estos precios entre Ecuador y Colombia, determinando las transacciones de energía entre ellos y con ello se obtienen nuevos costos marginales de Ecuador.
- Se calcula nuevos POI y POE de Ecuador a fin de efectuar la comparación con los precios del Perú y se determinan las transacciones de energía entre ellos.

- Se valorizan los cargos variables y cargos fijos de las exportaciones e importaciones de energía entre Perú y Ecuador
- Se determina el ingreso tarifario del enlace.

3.3.3.2 Determinación de POI y POE de Perú, Ecuador y Colombia

Para determinar los Precios de Oferta de Importación (POI) se debe considerar los costos marginales autónomos de cada país, calculados según lo descrito en el numeral 3.3.1.6. El POI es el precio máximo que cada país estaría dispuesto a pagar por la compra de energía y para fines de comparación en nuestro análisis vamos a igualarlo al costo marginal autónomo.

En la Fig. 3.10 siguiente se presenta los POI de los 3 países.

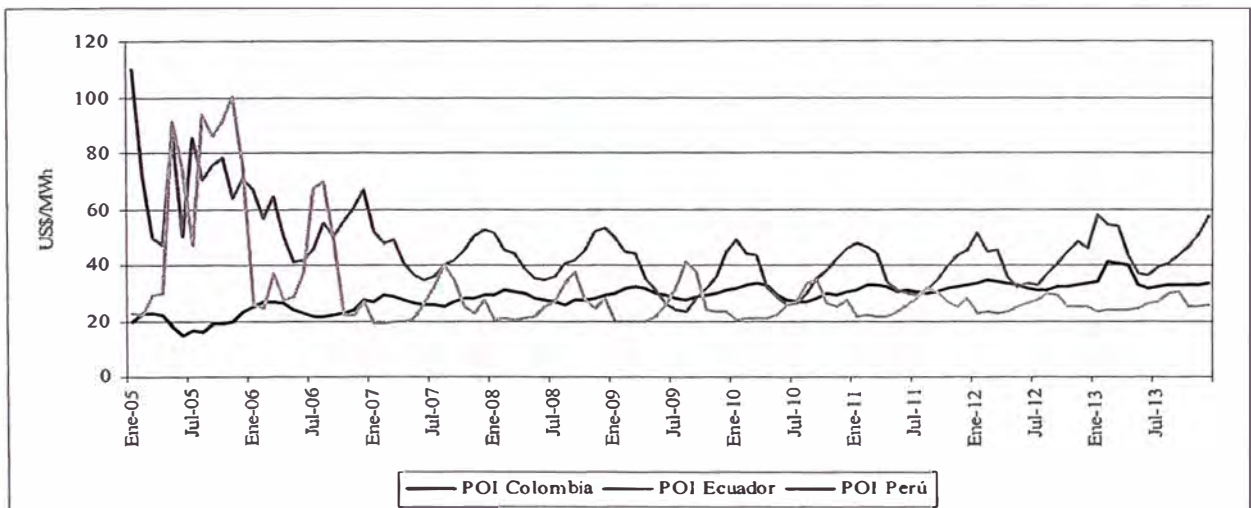


Fig. 3.10 POI de Perú, Ecuador y Colombia (2005-2013)

El costo marginal de Ecuador tiene una característica decreciente en el período de análisis debido al ingreso de proyectos hídricos como San Francisco y Mazar así como los proyectos térmicos a gas, su comportamiento es estacional, es decir precios altos en época de estiaje y precios bajos en época lluviosa, adicionalmente se observa la complementariedad en los precios que existe entre Ecuador y Perú.

El costo marginal de Perú tiene una tendencia estable en el largo plazo debido a la entrada de plantas térmicas a gas natural.

El precio de bolsa de Colombia presenta una tendencia creciente en el período de análisis debido fundamentalmente a los planes de expansión de generación que exhibe.

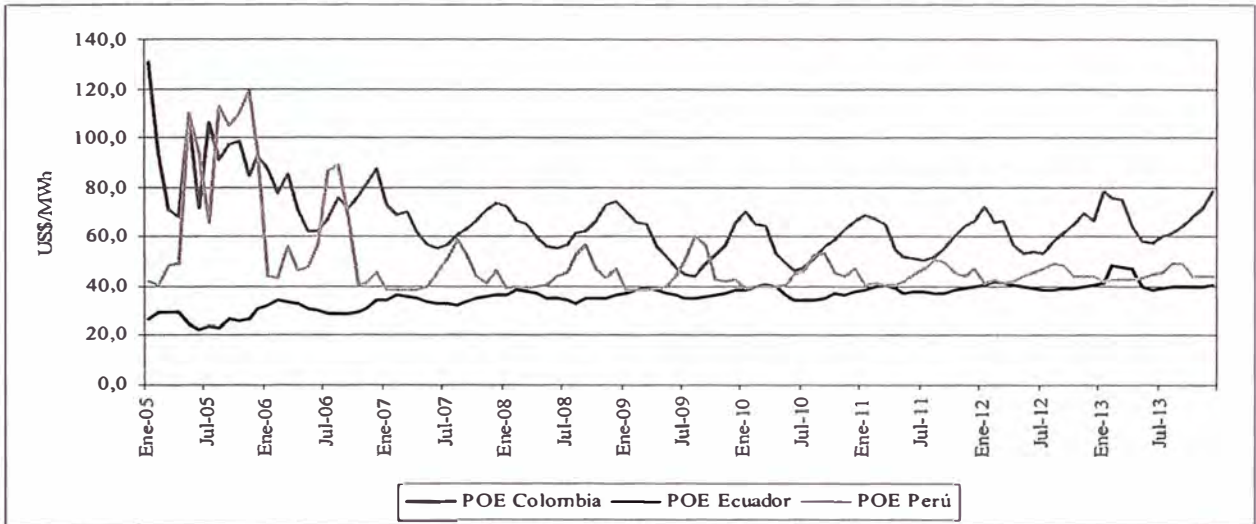


Fig. 3.11 POE de Perú, Ecuador y Colombia (2005-2013)

En la Fig. 3.11 se muestra los precios de oferta de exportación de los 3 países, donde se observa que el POE de Ecuador es el más alto de los 3 sistemas debidos fundamentalmente a su alto costo marginal y a su cargo de potencia equivalente en energía.

El POE del Perú tiene una tendencia estable y está en un promedio de 45 US\$/MWh, en el largo plazo. Por otro lado, Colombia tiene una tendencia creciente en el largo plazo que llega a cerca de 40 US\$/MWh.

En el Fig. 3.12 se muestra el POI del Perú y el POE de Ecuador y Colombia. Se observa que tanto el POE de Ecuador y Colombia pierden a lo largo del horizonte de análisis competitividad por sus características crecientes.

De acuerdo a esto las importaciones de energía desde Ecuador y Colombia son remotas debido a que el Perú mantiene unos precios internos bajos.

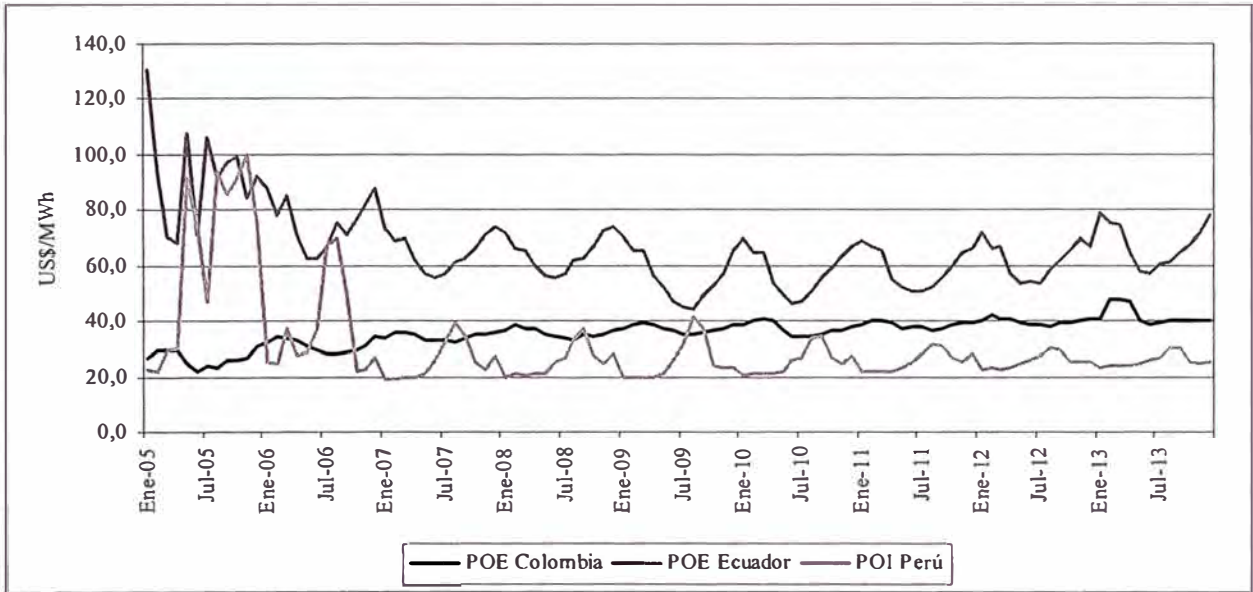


Fig. 3.12 POI de Perú versus POE de Ecuador y Colombia (2005-2013)

La Fig. 3.13 presenta el POE de Perú frente al POI de Ecuador y Colombia. Se observa que el POE de Perú tiene una tendencia estable, lo que le permite exportar a Ecuador en los meses de avenida aprovechando la complementariedad hidrológica que existe entre los dos países. Por otra parte, no tendría oportunidad de exportar a Colombia porque en promedio el POE de Perú es mayor que el POI de Colombia.

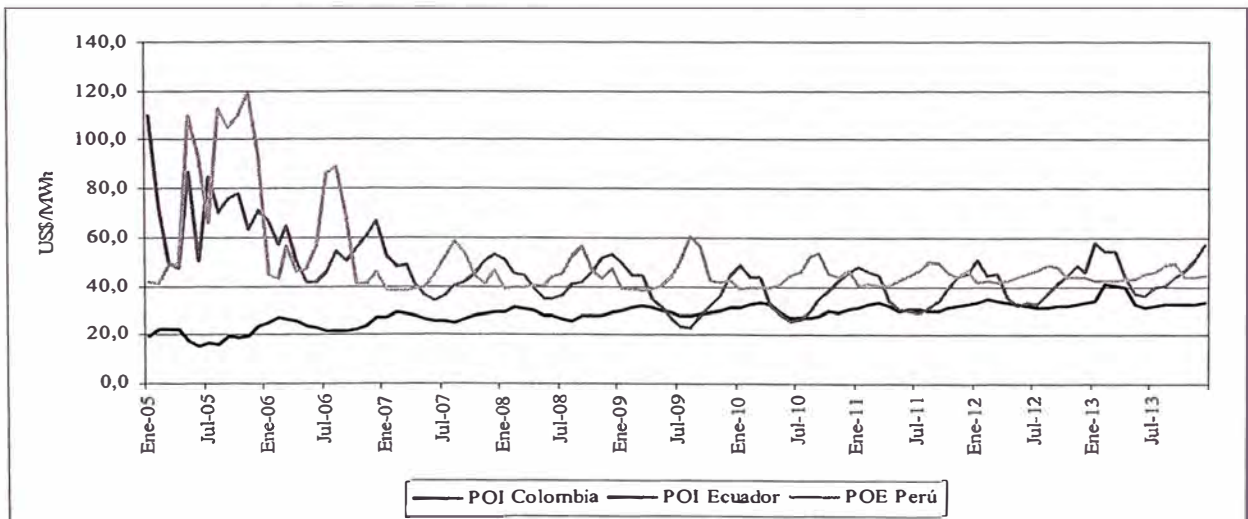


Fig. 3.13 POE de Perú versus POI de Ecuador y Colombia (2005-2013)

Por otro lado, las transacciones de energía entre Perú y Ecuador se deben realizar incluyendo el efecto de la interconexión con Colombia, para lo cual se ha determinado

nuevos costos marginales de Ecuador como producto de las transacciones con Colombia, los que han servido para determinar nuevos POE y POI de Ecuador, que lo denominaremos en adelante POE1 y POI1.

En la Fig. 3.14 se presenta el POE del Perú con el POI1 de Ecuador, donde se aprecia que el POI de Ecuador ha disminuido respecto a los valores originales, debido a que se ha considerado la entrega de energía del lado colombiano. A pesar de ello se nota que el Perú exporta energía a Ecuador todos los años principalmente en el período de avenida, incrementándose a partir del 2012.

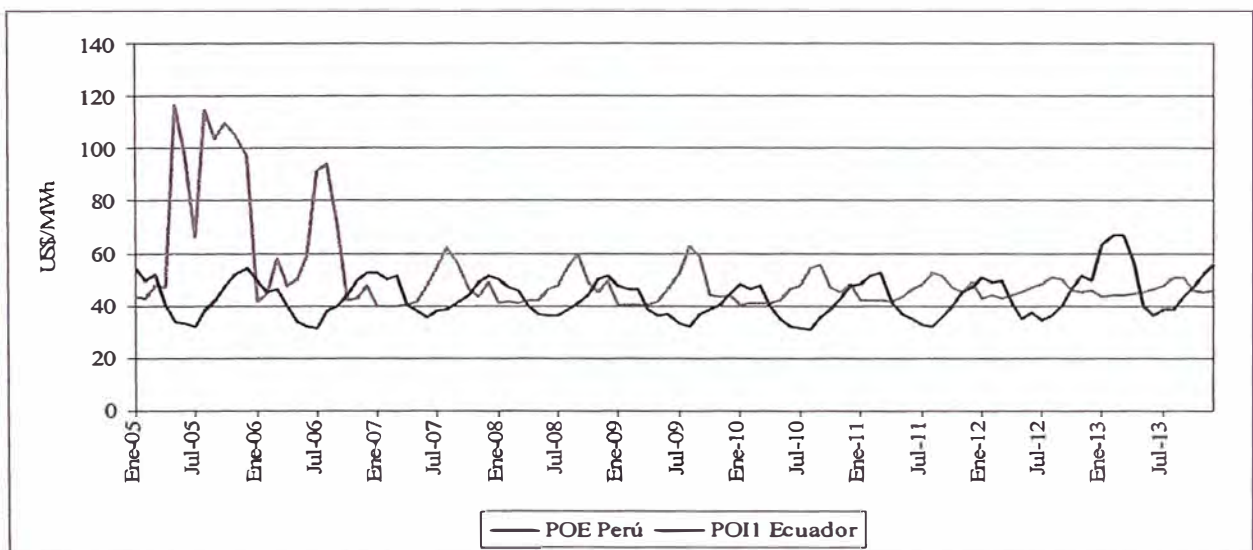


Fig. 3.14 POE de Perú versus POI1 de Ecuador

En la Fig. 3.15 se presenta el POI del Perú con el POE1 de Ecuador, donde se nota claramente que Perú no importaría energía de Ecuador, salvo en el año 2006.

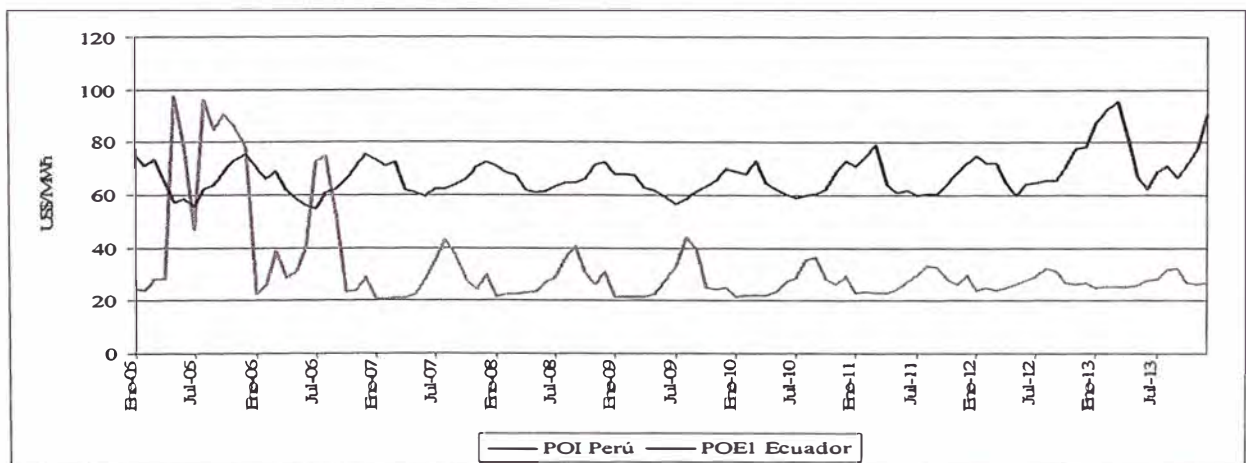


Fig. 3.15 POI de Perú versus POE1 de Ecuador

3.3.3.3. Exportación e importación de energía entre Perú y Ecuador

Las exportaciones e importaciones de energía entre Perú y Ecuador en las 3 etapas de la interconexión presentan un comportamiento estacional según la complementariedad hidrológica de ambos sistemas. Las transferencias máximas de energía en la etapa Radial alcanzan en promedio valores de 45 GWh/mes, la etapa Back to Back 125 MW alcanza en promedio 80 GWh/mes y la tercera etapa Back to Back 250 MW alcanza 160 GWh, tal como se muestra en la Fig. 3.16.

Se nota que existe un flujo intermitente de energía hacia Ecuador durante todo el horizonte de estudio, donde la exportación se realiza principalmente en los meses de avenida donde los precios de la energía son menores que el del sistema ecuatoriano.

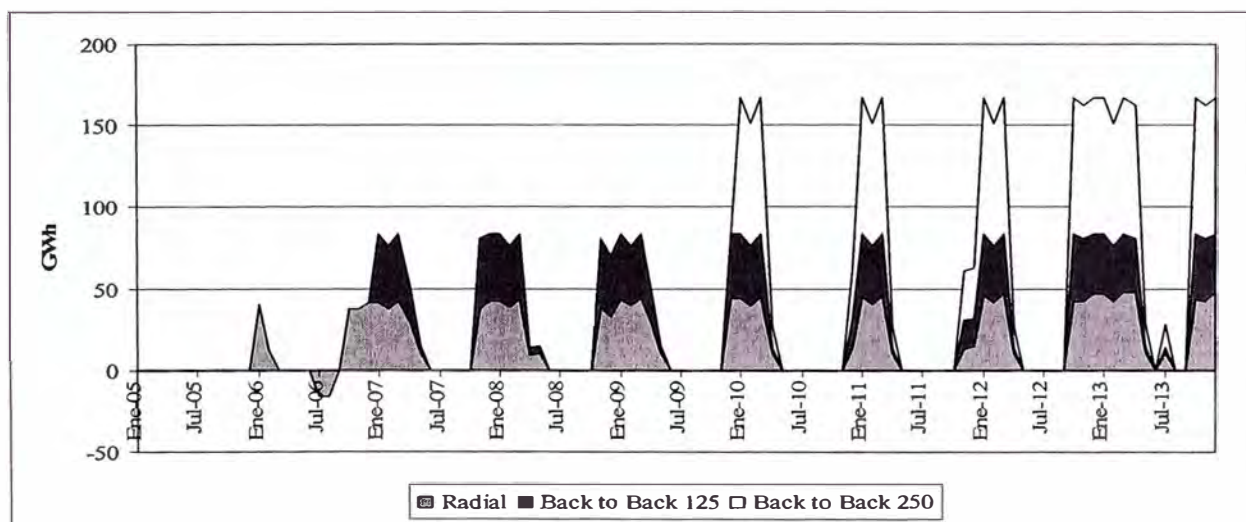


Fig. 3.16 Exportación e importación de energía Perú-Ecuador (2005-2013)

En consecuencia, debido a una mayor demanda por la exportación de energía el costo marginal del Perú se incrementa respecto al valor autónomo en 1% como promedio para la etapa Radial, 2% en la segunda etapa y 4% en la tercera etapa durante el período de análisis, tal como se muestra en la TABLA N° 3.4.

TABLA N° 3.4 Costo Marginal del Perú después de las transferencias

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Promedio
Costos Marginales (US\$/MWh)											
Autónomo	36,5	25,6	25,6	25,6	25,4	25,5	25,5	25,7	25,7	25,7	26,7
Radial	37,0	26,3	25,8	25,7	25,5	25,5	25,6	25,9	25,9	25,9	27,2
Back to Back 125	37,0	27,0	26,2	25,9	25,7	25,6	25,9	26,1	26,1	26,1	27,4
Back to Back 250	37,0	27,0	26,2	25,9	26,1	26,0	26,6	26,9	26,9	26,9	27,7
Incremento respecto a Autónomo (%)											
Radial	1%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%
Back to Back 125		6%	2%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%
Back to Back 250					3%	2%	4%	5%	5%	5%	4%

En cambio, el costo marginal de Ecuador disminuye debido a que la energía que recibe del Perú es considerado en el despacho del MEM como una generación de costo variable igual a cero.

Los resultados de transferencias de energía obtenidos en el Escenario 1 se presentan en la TABLA N° 3.5, resumidos en forma anual.

TABLA N° 3.5 Transferencias de Energía (GWh)

TRANSFERENCIAS DE ENERGIA (GWh) - Escenario 1											
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Promedio
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA											
1era. Etapa : Interconexión Radial											
Perú-Ecuador	112	201	176	180	152	168	242	337	337	337	2 241
Ecuador-Perú	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32
2da. Etapa : Back to Back 125 MW											
Perú-Ecuador	-	392	355	303	257	318	436	587	587	587	3 821
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3era. Etapa : Back to Back 250 MW											
Perú-Ecuador	-	-	-	-	513	513	738	1 035	1 035	1 035	4 871
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACION POR ETAPAS											
1era. Etapa : Interconexión Radial											
Perú-Ecuador	112	201	176	180	152	168	242	337	337	337	2 241
Ecuador-Perú	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32
2da. Etapa : Back to Back 125 MW											
Perú-Ecuador	-	192	179	123	104	150	194	250	250	250	1 692
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3era. Etapa : Back to Back 250 MW											
Perú-Ecuador	-	-	-	-	257	195	302	448	448	448	2 099
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DE TRANSFERENCIA											
Perú-Ecuador	112	392	355	303	513	513	738	1 035	1 035	1 035	6 032
Ecuador-Perú	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32

Se observa que para este Escenario el año 2006 hay flujos de energía en ambos sentidos, vale decir del Perú a Ecuador (exportación) y de Ecuador hacia el Perú (importación) y a partir de 2007 sólo hay exportación hacia Ecuador. El promedio de transferencia anual de la etapa Radial es 224 GWh existiendo un incremento promedio de 188 GWh de la segunda etapa y 350 GWh de la tercera etapa respecto a la segunda etapa.

3.3.3.4. Valorización de las Transferencias de Energía

La valorización de las transferencias de energía se presenta en la TABLA N° 3.6, donde el monto total para el periodo de análisis asciende a la suma de US\$ 435,3 millones para el Perú y US\$ 2,5 millones para Ecuador.

TABLA N° 3.6 Valorización de Transferencias de Energía (Millones US\$)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA											
1era. Etapa : Interconexión Radial											
Perú-Ecuador	13,2	19,5	18,2	18,1	15,6	18,6	24,4	35,6	35,6	35,6	234,4
Ecuador-Perú	2,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5
2da. Etapa : Back to Back 125 MW											
Perú-Ecuador	-	26,2	23,1	19,1	16,5	21,1	29,1	43,9	43,9	43,9	266,7
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3era. Etapa : Back to Back 250 MW											
Perú-Ecuador	-	-	-	-	33,0	34,4	49,3	79,0	79,0	79,0	353,7
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACION POR ETAPAS											
1era. Etapa : Interconexión Radial											
Perú-Ecuador	13,2	19,5	18,2	18,1	15,6	18,6	24,4	35,6	35,6	35,6	234,4
Ecuador-Perú	2,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5
2da. Etapa : Back to Back 125 MW											
Perú-Ecuador	-	6,6	4,9	1,0	0,9	2,5	4,7	8,3	8,3	8,3	45,5
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3era. Etapa : Back to Back 250 MW											
Perú-Ecuador	-	-	-	-	16,5	13,4	20,2	35,1	35,1	35,1	155,4
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DE TRANSFERENCIA											
Perú-Ecuador	13,2	26,2	23,1	19,1	33,0	34,4	49,3	79,0	79,0	79,0	435,3
Ecuador-Perú	2,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5

Para el caso del Perú, en la etapa radial le corresponde en total US\$ 234,4 millones que es equivalente a un promedio de US\$ 23 millones por año, a la segunda etapa le corresponde US\$ 45,5 millones adicionales respecto a la primera y equivalente a US\$ 5 millones como promedio anual; y a la tercera etapa le corresponde un monto total de US\$ 155,4 millones adicionales y equivalente a US\$ 26 millones por año. El incremento de la segunda etapa respecto a la primera es pequeño debido a que la capacidad de transmisión de la línea (125 MW) es sólo 25% mayor que la etapa Radial (100 MW).

3.3.3.5. Ingreso Tarifario del Enlace

La TABLA N° 3.7 presenta el ingreso tarifario de los dos sistemas y su variación por etapa de la interconexión Perú-Ecuador.

De acuerdo al RIEE menciona que el monto recaudado por concepto de Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales debe ser asignado en la demanda interna del Perú a través de la reducción de los peajes del Sistema Principal de Transmisión. El monto total del ingreso tarifario para el periodo de análisis es US\$ 158,6 millones que es el 36% de las divisas generadas por la exportación, correspondiendo la diferencia de US\$ 276,7 millones a la valorización a POE.

TABLA N° 3.7 Ingreso Tarifario del Enlace (Millones US\$)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA											
1era. Etapa : Interconexión Radial											
Perú-Ecuador	2,7	5,5	4,4	4,2	3,8	4,4	6,0	10,8	10,8	10,8	63,3
Ecuador-Perú	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
2da. Etapa : Back to Back 125 MW											
Perú-Ecuador	-	9,6	7,6	6,6	5,9	7,4	9,6	17,4	17,4	17,4	98,8
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3era. Etapa : Back to Back 250 MW											
Perú-Ecuador	-	-	-	-	11,2	12,0	15,9	31,0	31,0	31,0	132,2
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACION POR ETAPAS											
1era. Etapa : Interconexión Radial											
Perú-Ecuador	2,7	5,5	4,4	4,2	3,8	4,4	6,0	10,8	10,8	10,8	63,3
Ecuador-Perú	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
2da. Etapa : Back to Back 125 MW											
Perú-Ecuador	-	4,1	3,2	2,3	2,1	3,0	3,6	6,6	6,6	6,6	38,2
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3era. Etapa : Back to Back 250 MW											
Perú-Ecuador	-	-	-	-	5,2	4,6	6,3	13,7	13,7	13,7	57,2
Ecuador-Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DE TRANSFERENCIA											
Perú-Ecuador	2,7	9,6	7,6	6,6	11,2	12,0	15,9	31,0	31,0	31,0	158,6
Ecuador-Perú	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7

El monto promedio anual del ingreso tarifario en la etapa Radial es US\$ 6,3 millones, en la segunda etapa se adiciona US\$ 4,2 millones y la tercera etapa adiciona US\$ 9,5 millones respecto a la segunda etapa.

3.3.4. Conclusión de la Evaluación Energética

Si se aplica la normativa RIEE para el año 2007, el ingreso tarifario para la segunda etapa equivalente a US\$ 4,1 millones se distribuirá entre 26 552 GWh que es la demanda del Perú para 2007. Considerando el precio de la energía en forma autónoma en 25,6 US\$/MWh, esta disminución representa el 0,6% de dicho precio, mientras que la subida de precios es 6% según se muestra en la TABLA N° 3.4 para la segunda etapa, existiendo por lo tanto un incremento neto de 5,4% sobre el precio de la energía que estaría pagando la demanda interna del Perú.

Por tanto, la exportación tendrá un impacto negativo para el usuario final del Perú porque se incrementarán los precios de la energía, en cambio beneficiará a los generadores que venderán mayor cantidad de energía a precios altos incentivando a invertir en nuevas plantas eficientes que utilicen gas natural como combustible.

En conclusión, en el horizonte de análisis habrá un incremento de precios en el Perú y disminución de precios en Ecuador, el ingreso tarifario del enlace no es suficiente para amortiguar dicho incremento.

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DE EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE LAS TIE

En el capítulo anterior se analizaron las transacciones de energía que fluyen por la interconexión Zorritos-Machala y se pudo comprobar que durante el periodo de análisis existe permanentemente exportación de energía del Perú a Ecuador, sobre todo en el período de avenida. Este flujo de energía incrementa la demanda a ser atendido por el sistema peruano y a la vez produce un aumento de los costos marginales en el lado peruano, abriendo de esa manera una ventana de oportunidad para nuevas inversiones en generación eficiente.

Bajo este contexto y buscando oportunidades de inversión, en el numeral siguiente se presenta una alternativa de exportación de energía de una manera indirecta mediante la instalación de una planta térmica a gas natural y más adelante se explicará una segunda alternativa mediante contratos a plazo.

4.1. Instalación de una Planta Térmica a Gas Natural

El objetivo de la presente propuesta es la instalación de una planta térmica eficiente a gas natural (en adelante “Turbo Gas”) para satisfacer el crecimiento de la demanda interna y la demanda adicional que se forma como producto de la exportación de energía eléctrica hacia Ecuador. Se efectuará la correspondiente evaluación económica para diversos escenarios, a fin que nos permita determinar la viabilidad de este proyecto.

4.1.1. Tipo de central

La planta generadora a instalar será una turbina a gas cuyas características técnicas principales, según revista Gas Turbine 2004-2005 Handbook, son las siguientes:

- Tipo : Turbo Gas de ciclo simple
- Modelo : GT13E2
- Potencia ISO : 172,2 MW

- Potencia efectiva : 170 MW
- Heat Rate : 9 375
- Eficiencia : 36,4%
- Precio : US\$ 26,7 millones
- Tipo de combustible : gas natural

Se ha seleccionado este tipo de tecnología debido a su disponibilidad en el mercado, a la disponibilidad de contar con yacimientos de gas en el país y a la tendencia mundial de utilizar plantas térmicas que utilicen combustible limpio, que sea menos contaminante que los combustibles líquidos.

4.1.2. Ubicación

Se analizaron 3 alternativas de ubicación que cuentan con suministro de gas: Aguaytía, Talara y Lima.

Aguaytía se descartó debido a que para evacuar la energía hacia el SEIN se tiene que reforzar la línea de transmisión Aguaytía-Tingo María de más de 80 km que actualmente tiene capacidad libre de solamente 40 MW, lo cual perjudica la rentabilidad del proyecto.

Igualmente, se descartó Talara debido a que no se tenía la seguridad de suministro de gas para 170 MW por parte de los proveedores establecidos en la zona, además de que el precio del gas está en el orden de 2,9 US\$/MMBTU con lo que la planta tendría un factor de planta menor al 40% haciendo inviable su rentabilidad.

La ciudad de Lima (específicamente la zona de Chilca) fue seleccionada debido a que ofrece 3 ventajas respecto a las otras ubicaciones: el precio del gas está en el orden de 2,0 US\$/MMBTU menor que el de Talara, el suministro de gas está garantizado con el gas proveniente de Camisea y finalmente no se tiene que efectuar mucha inversión en la conexión hacia el SEIN, pues la carga principal es la ciudad de Lima y existen líneas de alta tensión dentro de la ciudad y en la periferia.

4.1.3. Tamaño

El tamaño de la planta se seleccionó tomando en cuenta 2 aspectos:

- El crecimiento de la demanda anual del sistema es del orden de 170 MW.
- La remuneración de potencia en el sistema eléctrico peruano se basa en una planta de 171,7 MW ISO (según última propuesta tarifaria del COES para mayo 2006).

Adicionalmente, la unidad de 170 MW es bastante versátil para convertirlo en el futuro a un ciclo combinado.

4.1.4. Inversión

La inversión total estimada es US\$ 59 612 millones, equivalente a US\$ 351 por kW instalado, cuyo nivel de detalle se presenta en la siguiente tabla:

TABLA N° 4.1 Inversión en planta térmica

	Miles US\$
Planta Térmica	45 133
Obras Civiles	2 918
Tubo de gas	1 800
Conexión eléctrica	4 800
Supervisión e Ingeniería	3 750
Legal, Medio Ambiente y otros	1 111
Terreno	100
Total	59 612

4.1.5. Cronograma de ejecución de obra

Se ha estimado un cronograma de ejecución de obra cuyo plazo es de 18 meses hasta la puesta en operación comercial. Empieza en junio del 2006 y la puesta en operación sería en enero del 2008.

4.1.6. Producción de la Turbo Gas

Para determinar la producción de la Turbo Gas, éste se incluyó en los modelos de despacho en enero del 2008, con las siguientes características:

Potencia efectiva	:	170 MW
Precio de gas	:	2 US\$/MMBTU
Costo variable combustible	:	18,75 US\$/MWh
Costo variable no combustible	:	2,50 US\$/MWh

Se consideraron 4 escenarios:

- Autónomo: sólo la demanda interna
- Radial : demanda interna más interconexión radial
- Back to Back 125: demanda interna más interconexión Back to Back 125
- Back to Back 250: demanda interna más interconexión Back to Back 250.

Las energías producidas se presentan en la TABLA N° 4.2, y son las que se utilizarán más adelante en la evaluación económica de la planta.

TABLA N° 4.2 Producción de energía de la Turbo Gas

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Producción (GWh)											
Autónomo			544	541	782	981	1 150	1 227	1 227	1 227	7 678
Radial			573	562	787	983	1 153	1 238	1 238	1 238	7 771
Back to Back 125			621	584	809	1 017	1 180	1 274	1 274	1 274	8 033
Back to Back 250					874	1 080	1 232	1 332	1 332	1 332	7 182
Variación por etapas											
Radial			28	21	6	2	4	11	11	11	93
Back to Back 125			48	22	21	34	27	36	36	36	262
Back to Back 250					65	63	52	58	58	58	354

Se observa que los primeros años de operación de la Turbo Gas tiene poca producción con un factor de planta del orden de 38% para el escenario Autónomo, mejorando con la interconexión hasta en un 44% para la segunda etapa Back to Back 125, posteriormente en el año 2013 el factor de planta a llega los valores de 86%,87%,90% y 94% para los escenarios Autónomo, Radial, Back to Back 125 y Back to Back 250, respectivamente.

TABLA N° 4.3 Factor de planta de la Turbo Gas

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Factor de planta											
Autónomo			38%	38%	55%	69%	81%	86%	86%	86%	68%
Radial			40%	40%	55%	69%	81%	87%	87%	87%	68%
Back to Back 125			44%	41%	57%	72%	83%	90%	90%	90%	71%
Back to Back 250					62%	76%	87%	94%	94%	94%	84%

Se nota que la influencia de la interconexión en la producción de la planta es importante, existiendo diferencias hasta de 8% respecto al escenario Autónomo.

4.1.7. Evaluación económica de la Turbo Gas

Para efectuar la evaluación económica de la Turbo Gas se deberá definir una serie de conceptos, tales como:

Ingresos

Los ingresos serán por energía y por potencia.

- Los ingresos por energía será la producción de la Turbo Gas valorizado al costo marginal del sistema.
- Los ingresos por potencia será la suma de los ingresos garantizados por potencia firme y los ingresos adicionales por despacho, de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES.

Egresos

Está compuesto por:

- Costo variable combustible, es el gas consumido por la operación de la Turbo Gas
- Costo variable no combustible, son los costos de lubricantes, personal operativo y otros.
- Contribución a la DGE y OSINERG, es el 1% de la facturación total
- Peaje de transmisión secundaria, por uso de la línea Independencia-San Juan y por pago del sistema secundario generación/demanda.
- Costo fijo de operación y mantenimiento, se considerará una cantidad de US\$ 1 400 miles por año.

Inversión

La inversión total es US\$ 59 612 miles, según se indica en el numeral 4.1.4

Depreciación

Se utilizará la depreciación lineal. El tiempo de vida para fines de depreciación son: 10 años para las obras electromecánicas, 33 años para las obras civiles y el terreno no se deprecia.

Tasa de descuento

Se considerará una tasa de descuento del 12%, similar a lo establecido en el Art. 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Impuesto a la renta

Será el vigente en el país, 30%.

Horizonte de Evaluación

Se tomará la vida útil de la Turbo Gas, que es 25 años.

Resultados de la Evaluación Económica de la Turbo Gas

Con toda la información mencionada se procedió a efectuar la evaluación económica de la Turbo Gas para los escenarios definidos en el numeral 4.1.6, cuyos resultados se muestran en la tabla siguiente:

TABLA N° 4.4 Resumen de Evaluación Económica de la Turbo Gas

Etapas de Interconexión	VANE (Miles US\$)	TIRE (%)
Autónomo	6 449	13,9%
Radial	7 276	14,1%
Back to Back 125	8 387	14,4%
Back to Back 250	9 630	14,7%

Se observa que el Valor Presente Neto Económico (VANE) es positivo en todos los escenarios analizados, al igual que la Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) es mayor al 12%. Con la interconexión hay una ganancia adicional de un promedio de US\$ 1 millón por cada etapa, que le corresponde alrededor de 0.2 a 0.3% de incremento en la rentabilidad del proyecto.

En la TABLA N° 4.5 y TABLA N° 4.6 se muestran los resultados del margen comercial y la evaluación económica del Escenario Autónomo.

TABLA N° 4.5 Esc. Autónomo: Margen Comercial de la Turbo Gas (2008-2015)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos										
- Ingresos por energía	-	-	24 200	16 335	21 911	27 317	30 306	31 725	31 725	31 725
- Ingresos por potencia	-	-	7 084	6 231	6 775	7 651	7 943	7 984	7 984	7 984
Total Ingresos	-	-	31 284	22 566	28 686	34 968	38 248	39 709	39 709	39 709
Egresos										
Costo variable combustible	-	-	10 208	10 141	14 654	18 390	21 558	23 005	23 005	23 005
Costo variable no combustible	-	-	1 361	1 352	1 954	2 452	2 874	3 067	3 067	3 067
Contribución a la DGE/OSINERG	-	-	313	226	287	350	382	397	397	397
Costo de O&M	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
Peaje Secundario	-	-	806	806	806	806	806	806	806	806
Total Egresos	-	-	14 088	13 925	19 100	23 397	27 021	28 675	28 675	28 675
Margen Comercial	-	-	17 196	8 641	9 586	11 571	11 227	11 034	11 034	11 034

TABLA N° 4.6 Esc. Autónomo: Resumen de Evaluación Económica

Flujo de Caja Económico	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Inversiones	(25 811)	(33 801)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativo	-	-	13 355	7 666	8 294	9 614	9 386	9 257	9 257	9 257	9 257	9 257
Total F.C. Económico	(25 811)	(33 801)	13 355	7 666	8 294	9 614	9 386	9 257	9 257	9 257	9 257	9 257
Flujo de Caja Económico	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativo	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370
Total F.C. Económico	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370
											VANE	6 449
											TIRE	13,9%

Se puede observar que los ingresos tienen una tendencia creciente y esto es debido a que como se dijo anteriormente la Turbo Gas incrementa su producción a partir del 2011 se sostiene en el futuro con un factor de planta alto. En este escenario el VAN económico es US\$ 6 449 miles y la TIR económica es 13,9%.

El detalle de la evaluación económica de este escenario se presenta en el Anexo K.

En la TABLA N° 4.7 y TABLA N° 4.8 se presentan el margen comercial y la evaluación económica del escenario Radial.

TABLA N° 4.7 Esc. Radial: Margen Comercial de la Turbo Gas (2008-2015)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos										
- Ingresos por energía	-	-	25 173	17 329	22 281	27 501	30 551	32 062	32 062	32 062
- Ingresos por potencia	-	-	7 084	6 231	6 775	7 651	7 943	7 984	7 984	7 984
Total Ingresos	-	-	32 256	23 561	29 056	35 151	38 494	40 046	40 046	40 046
Egresos										
Costo variable combustible	-	-	10 739	10 532	14 759	18 423	21 627	23 206	23 206	23 206
Costo variable no combustible	-	-	1 432	1 404	1 968	2 456	2 884	3 094	3 094	3 094
Contribución a la DGE/OSINERG	-	-	323	236	291	352	385	400	400	400
Costo de O&M	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
Peaje Secundario	-	-	806	806	806	806	806	806	806	806
Total Egresos	-	-	14 699	14 378	19 224	23 437	27 101	28 907	28 907	28 907
Margen Comercial	-	-	17 557	9 182	9 832	11 714	11 393	11 139	11 139	11 139

TABLA N° 4.8 Esc. Radial: Resumen de Evaluación Económica

Flujo de Caja Económico	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Inversiones	(25 811)	(33 801)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativo	-	-	13 595	8 026	8 458	9 710	9 496	9 327	9 327	9 327	9 327	9 327
Total F.C. Económico	(25 811)	(33 801)	13 595	8 026	8 458	9 710	9 496	9 327	9 327	9 327	9 327	9 327
Flujo de Caja Económico	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativo	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440
Total F.C. Económico	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440
											VANE	7 276
											TIRE	14,1%

Hay un incremento de ingresos respecto al escenario Autónomo del orden de US\$ 300 a US\$ 400 mil por año, dando un VAN económico adicional de US\$ 827 mil y el proyecto tienen una mejor TIR económica de 14,1%. El detalle de la evaluación económica de este escenario se presenta en el Anexo L.

En la TABLA N° 4.9 y TABLA N° 4.10 se presentan los resultados del margen comercial y la evaluación económica del escenario Back to Back 125.

TABLA N° 4.9 Esc. Back to Back 125: Margen Comercial de la Turbo Gas

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos										
- Ingresos por energía	-	-	26 809	18 338	22 948	28 377	31 299	33 035	33 035	33 035
- Ingresos por potencia	-	-	7 084	6 231	6 775	7 651	7 943	7 984	7 984	7 984
Total Ingresos	-	-	33 893	24 569	29 723	36 027	39 242	41 019	41 019	41 019
Egresos										
Costo variable combustible	-	-	11 648	10 944	15 160	19 070	22 134	23 887	23 887	23 887
Costo variable no combustible	-	-	1 553	1 459	2 021	2 543	2 951	3 185	3 185	3 185
Contribución a la DGE/OSINERG	-	-	339	246	297	360	392	410	410	410
Costo de O&M	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
Peaje Secundario	-	-	806	806	806	806	806	806	806	806
Total Egresos	-	-	15 745	14 854	19 684	24 179	27 683	29 688	29 688	29 688
Margen Comercial	-	-	18 147	9 715	10 039	11 848	11 559	11 331	11 331	11 331

TABLA N° 4.10 Esc. Back to Back 125: Resumen de Evaluación Económica

Flujo de Caja Económico	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Inversiones	(25 811)	(33 801)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativo	-	-	13 987	8 380	8 595	9 799	9 606	9 455	9 455	9 455	9 455	9 455
Total F.C. Económico	(25 811)	(33 801)	13 987	8 380	8 595	9 799	9 606	9 455	9 455	9 455	9 455	9 455
Flujo de Caja Económico	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativo	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568
Total F.C. Económico	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568
											VANE	8 387
											TIRE	14,4%

Al igual que en el escenario anterior los ingresos mejoran debido a que la capacidad de la línea de interconexión es mayor y por tanto hay mayor flujo de energía a Ecuador. El VAN económico mejora en US\$ 1 110 mil respecto al escenario Radial y la TIRE también sube a 14,4%. El detalle de la evaluación económica se presenta en el Anexo M.

En la TABLA N° 4.11 y la TABLA N° 4.12 se presentan los resultados del margen comercial y la evaluación económica del escenario Back to Back 250.

TABLA N° 4.11 Esc. Back to Back 250: Margen Comercial de la Turbo Gas

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos										
- Ingresos por energía	-	-	26 809	18 338	23 882	29 423	32 892	34 900	34 900	34 900
- Ingresos por potencia	-	-	7 084	6 231	6 775	7 651	7 943	7 984	7 984	7 984
Total Ingresos	-	-	33 893	24 569	30 657	37 073	40 834	42 884	42 884	42 884
Egresos										
Costo variable combustible	-	-	11 648	10 944	16 380	20 256	23 100	24 976	24 976	24 976
Costo variable no combustible	-	-	1 553	1 459	2 184	2 701	3 080	3 330	3 330	3 330
Contribución a la DGE/OSINER	-	-	339	246	307	371	408	429	429	429
Costo de O&M	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
Peaje Secundario	-	-	806	806	806	806	806	806	806	806
Total Egresos	-	-	15 745	14 854	21 076	25 533	28 794	30 941	30 941	30 941
Margen Comercial	-	-	18 147	9 715	9 580	11 540	12 040	11 944	11 944	11 944

TABLA N° 4.12 Esc. Back to Back 250: Resumen de Evaluación Económica

Flujo de Caja Económico	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Inversiones	(25 811)	(33 801)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativo	-	-	13 987	8 380	8 290	9 594	9 926	9 862	9 862	9 862	9 862	9 862
Total F.C. Económico	(25 811)	(33 801)	13 987	8 380	8 290	9 594	9 926	9 862	9 862	9 862	9 862	9 862
Flujo de Caja Económico	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operativo	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975
Total F.C. Económico	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975
											VANE	9 630
											TIRE	14,7%

Este escenario presenta un incremento de VAN económico de US\$ 1 244 mil, respecto al de la etapa anterior, asimismo la TIRE sube a 14,7% existiendo una diferencia de 0,8% respecto al escenario Autónomo. El detalle de la evaluación económica se presenta en el Anexo N.

4.1.8. Conclusión de la Evaluación Económica de la Turbo Gas

De acuerdo a los resultados de la evaluación se concluye que la Turbo Gas es rentable en los todos los escenarios, pero que en el último escenario Back to Back 250 se tiene un retorno mayor del orden de 14,7% versus un 13,9% del escenario Autónomo.

Por tanto, cada etapa de la interconexión mejora la rentabilidad del proyecto, pero que sin embargo no es condicionante para que se instale la Turbo Gas.

4.2. Alternativa de exportación de energía eléctrica por medio de Contratos a Plazo

Como ya se ha comprobado en el capítulo anterior, el proceso de interconexión eléctrica con Ecuador implicará beneficios para el país en la medida que los precios de la energía del Perú sean mas baratos que del país vecino. Inicialmente las coordinaciones para las transacciones se realizarán a nivel de los operadores del sistema y no a nivel de los agentes, ya que todavía no existe una reglamentación específica que permite el acuerdo individual de largo plazo.

Actualmente el RIEE establece que los Contratos de Compraventa Intercomunitaria de Electricidad son obligaciones financieras asumidos por los agentes habilitados y que estos contratos no tienen ninguna influencia en el despacho de generación, en la determinación de las TIE ni en la operación del SEIN.

En su etapa inicial, la infraestructura de la interconexión servirá exclusivamente para las transacciones internacionales a corto plazo (TIE). Sin embargo, a medida que se vayan desarrollando el proceso de integración (física y normativa) y el mejoramiento de la eficiencia de nuestro parque generador, se hará necesario establecer los lineamientos de una propuesta para participar en el mercado de contratos a plazo.

Los mercados de contratos a plazo, requieren de una mayor libertad de los mercados energéticos, es decir mayor libertad en la entrada y salida en los segmentos competitivos de la industria, libertad para que las empresas energéticas compren o vendan energía independientemente de origen, libertad de los consumidores para comparar la energía donde les parezca mas oportuno hacerlo (Beato, 2004).

La ventaja que ofrece la implementación de un mercado de contratos binacionales y regionales, ligado al beneficio de una liberalización del mercado energético es principalmente el fomento a la inversión privada, que aunado al incremento de la competencia convergen en mejores precios para los consumidores finales.

Los mercados a plazo tienen la ventaja que promover el crecimiento del sector generación, dado que compensan los flujos volátiles del mercado de oportunidad con los ingresos a largo plazo de los acuerdos comerciales.

4.2.1. Mercado objetivo de los Contratos a Plazo

Como ya se ha visto en el Capítulo II, el mercado ecuatoriano está compuesto por 2 grupos de clientes: empresas distribuidoras y grandes consumidores, este último constituye el 6,5% de la demanda. El grupo al cual se estaría pensando como mercado objetivo es el

de los grandes consumidores quienes en reiteradas oportunidades han manifestado su intención de efectuar contratos a plazo con suministradores de los países vecinos como Colombia. Estos potenciales clientes tienen la expectativa de poder hacer contratos más beneficiosos con empresas que le oferten tarifas mas bajas. Igualmente, las empresas distribuidoras quisieran tener esos mismos beneficios pero existe un potencial riesgo de no pago, dado que ellos cobran a los usuarios finales precios regulados fijados por la autoridad que no tiene relación con lo que estarían pagando a los suministradores o generadores. Otra de las desventajas de negociar con los distribuidores es que todos ellos son administrados por el estado lo que los hace bastante ineficientes en su gestión empresarial por injerencias políticas. Sin embargo, este hecho se puede tomar como una oportunidad de comprometer a las autoridades gubernamentales para garantizar el contrato a plazo.

El consumo promedio anual de los 71 grandes consumidores del mercado ecuatoriano es 173,4 MW, de los cuales el mayor porcentaje están ubicados en la ciudad de Guayaquil. Un objetivo inicial se podría estar pensando en un 20% de dicha demanda equivalente a 34,7 MW, que ocuparía casi el 35% de la línea de enlace de la interconexión Perú-Ecuador, cuyo uso debe estar reglamentado.

La estrategia comercial de una empresa generadora en la administración de contratos a plazo en el Perú es no incluir en su responsabilidad cargos que no sean de su negocio, tales como los derechos de transmisión y de distribución. Se puede convenir con los clientes que los cargos se paguen directamente a las empresas concesionarias.

4.2.2. Componentes mínimos del Contrato a Plazo

Se identifican los siguientes puntos importantes a ser negociados con la parte compradora y contemplarse en los contratos:

Objeto del Contrato

Marco Legal

- Descripción de los acuerdos bilaterales, regulaciones y normativas que constituyen la base legal del Contrato

Potencia y Energía Contratada

- Descripción de la potencia y energía contratada

Punto de Entrega y Calidad del Servicio

- Ubicación física del punto de entrega donde se pondrá a disposición la energía contratada.

Especificación de rangos de tensión y frecuencia a las cuales se compromete entregar la energía contratada.

Periodos Tarifarios

- Especificación de los 3 periodos horarios del sistema tarifario ecuatoriano

Medición de la Potencia y la Energía

- Especificación de los equipos de medición de potencia y energía, los cuales serán adquiridos, instalados y mantenidos por la generadora.

Fuerza Mayor

Descripción de los eventos de fuerza mayor que por la naturaleza del negocio se imposibilitaría el cumplimiento en la entrega de la energía contratada.

(Como por ejemplo: condiciones hidrológicas, prioridad de abastecimiento nacional, fallas imprevisibles de equipos o instalaciones de generación o transmisión, incendios, explosiones ó terremotos.)

Garantías

- Determinación de los montos de la garantía de pago, el cual deberá ser un instrumento financiero de disponibilidad inmediata, cuya ejecución se hará efectiva en el instante que solicite al Banco y mantenerse siempre vigente.
- Dentro de lo posible que los contratos tengan garantía de las autoridades gubernamentales de ambos países.
- Que tengan la primera prioridad en la escala de pagos

Facturación

- A efectuarse mensualmente.
- Determinación de la facturación de energía activa y reactiva
- Determinación de los procedimientos de facturación

Precios, reajustes y convertibilidad de moneda

- Definición de la moneda bajo la cual se efectuará el pago por el servicio
- Definición de los impuestos, tasas y cargos que se incluirán en los precios
- Definición de los procedimientos de actualización de precios

Pagos, intereses y suspensión del servicio

- Definición de procedimiento de cálculo de intereses

- Definición de los motivos justificatorios para la suspensión del servicio

Coordinaciones Operativas

- Procedimientos rutinarios de revisión de equipos de medición
- Procedimientos para solución de problemas técnicos
- Procedimientos para la actualización de la información

Vigencia

- Plazo de vigencia del Contrato
- Fecha de Inicio del Suministro

Resolución del Contrato

- Definición de motivos causales de resolución del Contrato

Revisión de los Contratos

- Definición de causales para revisar el Contrato

Domicilio

- Declaración del domicilio legal o fiscal de las partes

Solución de Controversias

- Plazo máximo para solución de controversias
- Procedimiento para la selección de arbitro experto en el tema materia del desacuerdo

Cesión de Posición Contractual

- Procedimiento para la selección de arbitro experto en el tema materia del contrato

4.2.2. Factores críticos del Mercado de Contratos

- La capacidad de transmisión de la interconexión, que se constituye en un límite físico que acota el tamaño de la demanda.
- Riesgo de congestión de los enlaces, lo que no permitiría atender con garantía los contratos por parte de los suministradores. Para disminuir dicho riesgo se debe implantar un mecanismo que permita que los generadores ofrezcan un pago preestablecido por el derecho de uso del enlace de interconexión, el mismo que puede implementarse vía licitación pública
- El rol del estado para agilizar las regulaciones necesarias para crear el mercado de contratos a plazo binacional.

CONCLUSIONES

1. El sector eléctrico peruano aparece como más competitivo que el ecuatoriano por tener un marco regulatorio estable, presentar menores precios medios de energía, por tener una mayor oferta hidrotérmica, por poseer reservas probadas de gas de Camisea y por haber desarrollado el mercado de contratos.
2. La interconexión Perú-Ecuador es beneficiosa para Ecuador desde el punto de vista de la demanda por que disminuye sus precios de energía y es beneficiosa para el Perú desde el punto de vista de la oferta porque los generadores venden más energía a un mayor precio. La demanda del Perú se perjudica porque suben los precios de la energía.
3. Durante el periodo de análisis 2006-2015, Perú se convierte en exportador neto de electricidad a Ecuador. Existe sólo una pequeña importación en los meses de estiaje del 2006.
4. Los beneficios económicos para el Perú en el horizonte de 10 años son del orden de US\$ 435 millones en divisas, de los cuales a la etapa Radial le corresponde US\$ 234 millones, a la etapa Back to Back 125 le corresponde US\$ 45 millones y a la tercera etapa Back to Back 250 le corresponde US\$ 155 millones.
5. Como producto de la exportación el costo marginal promedio del Perú se incrementa en el orden de 1%, 2% y 4% para cada una de las etapas de la interconexión.
6. La instalación de una planta térmica de 170 MW es viable económicamente en todos los escenarios analizados (con y sin interconexión) y genera una ganancia entre US\$ 6,5 millones y US\$ 9,6 millones durante el horizonte de evaluación.

7. La interconexión Perú-Ecuador beneficia en la rentabilidad de la Turbo Gas, pues de un 13,9% de TIRE correspondiente a un escenario Autónomo (sin interconexión), pasa a 14,7% de TIRE en la tercera etapa de interconexión.

ANEXO A

COSTO MARGINAL VS PRECIO DE BARRA/PRG (2001-2005)

Mes-Año	PERU		ECUADOR	
	CMg (US\$/MWh)	P.Barra (US\$/MWh)	CMg (US\$/MWh)	PRG (US\$/MWh)
Ene-01	7,8	29,1	67,7	18,3
Feb-01	13,8	29,1	70,3	19,5
Mar-01	18,3	30,3	71,3	19,7
Abr-01	7,4	29,9	35,0	19,7
May-01	9,6	28,7	38,5	20,2
Jun-01	25,0	29,3	29,1	20,4
Jul-01	39,4	29,5	23,0	21,2
Ago-01	41,0	29,6	28,8	21,6
Sep-01	38,5	29,6	73,3	22,3
Oct-01	29,0	30,0	82,9	21,3
Nov-01	20,2	26,7	74,4	23,5
Dic-01	16,5	26,1	55,4	24,3
Ene-02	19,5	25,9	63,6	30,5
Feb-02	16,9	26,3	59,4	30,4
Mar-02	15,8	26,5	71,5	30,9
Abr-02	10,4	26,9	46,0	26,2
May-02	23,3	28,6	22,3	25,0
Jun-02	31,8	28,3	41,6	24,4
Jul-02	33,8	27,9	14,7	22,6
Ago-02	51,9	27,6	22,6	25,9
Sep-02	51,6	28,4	85,7	34,3
Oct-02	35,1	28,2	68,3	35,1
Nov-02	18,5	26,9	25,0	29,4
Dic-02	18,2	27,5	56,5	32,0
Ene-03	13,2	27,0	88,1	45,1
Feb-03	16,7	27,1	88,7	43,8
Mar-03	21,6	28,0	76,1	37,8
Abr-03	11,2	28,1	55,0	34,0
May-03	20,5	27,1	30,5	30,3
Jun-03	43,1	27,0	47,1	30,4
Jul-03	57,4	26,3	34,0	28,3
Ago-03	64,5	26,3	58,2	29,2
Sep-03	61,3	26,3	59,9	36,9
Oct-03	58,0	26,3	72,4	38,9
Nov-03	65,9	23,8	59,1	42,6
Dic-03	24,0	23,8	43,2	58,0
Ene-04	51,9	24,4	61,3	53,0
Feb-04	36,5	24,3	86,6	49,0
Mar-04	32,3	24,4	53,9	48,0
Abr-04	54,7	24,4	58,9	41,0
May-04	108,4	24,5	42,2	37,0
Jun-04	99,2	24,5	20,8	38,0
Jul-04	96,9	24,8	34,1	26,0
Ago-04	110,3	25,1	49,2	39,0
Sep-04	111,8	26,0	75,7	38,0
Oct-04	64,1	26,3	92,2	49,9
Nov-04	23,9	32,7	106,0	49,9
Dic-04	31,5	33,0	80,2	49,9
Ene-05	22,7	31,1	120,7	49,9
Feb-05	21,8	31,2	72,4	49,9
Mar-05	29,5	31,2	49,8	49,9
Abr-05	30,0	31,2	47,3	49,9
May-05	91,2	29,7	86,9	49,9
Jun-05	74,7	31,7	50,3	49,9
Jul-05	47,1	31,7	85,2	49,9
Ago-05	93,7	31,7	70,2	49,9
Sep-05	86,1	32,5	76,1	49,9
Oct-05	91,2	30,7	78,1	46,9
Nov-05	100,1	30,7	63,7	46,9
Dic-05	75,3	30,3	63,7	46,9

Fuente: COES, CENACE

ANEXO B

COLOMBIA: PRECIOS MEDIOS DE BOLSA Y CONTRATOS (2003-2004)

Mes-Año	Precio Bolsa (US\$/MWh)	Precio Contrato (US\$/MWh)
Ene-03	23,8	25,0
Feb-03	24,4	24,3
Mar-03	25,9	24,5
Abr-03	27,3	25,1
May-03	24,3	25,3
Jun-03	23,0	25,5
Jul-03	24,5	25,1
Ago-03	22,8	25,1
Sep-03	22,2	25,6
Oct-03	19,3	25,2
Nov-03	22,5	25,8
Dic-03	18,7	26,3
Ene-04	21,5	26,3
Feb-04	26,1	27,0
Mar-04	27,5	27,7
Abr-04	26,9	28,0
May-04	26,8	26,5
Jun-04	19,1	26,6
Jul-04	20,0	27,3
Ago-04	20,8	27,7
Sep-04	23,5	28,6
Oct-04	27,9	28,5
Nov-04	26,9	28,7
Dic-04	28,2	30,1

Fuente: ISA

ANEXO C

COSTOS VARIABLES DE LAS PLANTAS TÉRMICAS DEL PERÚ

COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION DE UNIDADES DE GENERACION DEL S.E.I.N. (del 1 al 31 de Diciembre 2005)							
No.	EMPRESA	UNIDAD	Rendimiento kWh/galón	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/MWh)			POTENCIA EFECTIVA (MW)
				Combustible	Otros	TOTAL US\$/kWh	
1	TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	0,087	18,41	3,03	21,44	87,0
2	TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	0,086	18,72	3,03	21,75	78,1
3	EEPSA	MALACAS TG 4 - GAS	0,092	20,46	3,13	23,59	81,2
4	ENERSUR	ILO2 TV1 - CARB	3,006	24,11	1,00	25,11	141,1
5	ETEVENSA	VENTANILLA TG 4 - GAS	0,102	23,72	3,76	27,47	156,1
6	ETEVENSA	VENTANILLA TG 3 - GAS	0,102	23,80	3,76	27,56	159,2
7	EEPSA	MALACAS TG 3 - GAS	0,069	26,35	4,00	30,35	15,3
8	EEPSA	MALACAS TG 2 - GAS	0,069	26,57	4,00	30,57	15,0
9	EEPSA	MALACAS TG 1 - GAS	0,067	27,31	4,00	31,31	15,0
10	EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - GAS	0,000	27,31	4,10	31,41	109,4
11	EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O	0,000	28,61	4,10	32,71	123,3
12	EEPSA	MALACAS TG 4 - GAS CON H2O	0,084	22,18	21,60	43,79	97,4
13	ENERSUR	ILO1 TV2 - R500	0,000	60,59	1,93	62,53	23,2
14	ELECTROPERU	YARINACOCHA - R6	17,790	63,92	3,28	67,19	25,0
15	ENERSUR	ILO1 TV1 - R500	0,000	68,12	1,08	69,20	0,0
16	ELECTROPERU	TUMBES - R6	18,220	65,49	7,00	72,49	18,1
17	ENERSUR	ILO1 TV3 - R500	0,000	73,55	1,33	74,88	71,7
18	EGASA	MOLLENDO 123 - R500	17,800	61,52	13,83	75,36	31,5
19	EGESUR	CALANA 123 - R6	17,419	72,31	4,91	77,23	19,1
20	ENERSUR	ILO1 TV4 - R500	0,000	77,92	1,23	79,16	55,3
21	EGASA	CHILINA SULZ 12 - R500 D2	16,140	75,18	6,75	81,93	10,3
22	EGESUR	CALANA 4 - R6	16,180	77,85	4,91	82,77	6,4
23	SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 3 - R500	12,890	86,36	2,00	88,36	25,4
24	SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 1 - R500	12,000	92,76	2,00	94,76	19,7
25	SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 2 - R500	11,880	93,70	2,00	95,70	19,4
26	EGENOR	PIURA 1 - R6	15,504	89,58	7,11	96,69	16,8
27	EGENOR	CHICLAYO OESTE - R6	14,420	95,87	7,04	102,91	24,1
28	EGENOR	PIURA 2 - R6	14,399	96,45	7,11	103,56	5,4
29	EGASA	CHILINA TV3 - R500	9,300	120,67	4,22	124,89	10,1
30	EGASA	CHILINA TV2 - R500	8,990	124,84	4,53	129,37	6,8
31	EGENOR	PIURA TG - R6	10,850	128,00	2,70	130,70	21,0
32	SHOUGESA	SAN NICOLAS CUMMINS - D2	15,600	129,19	7,11	136,30	1,2
33	CAHUA	CNP SULZER 123 - D2	14,020	134,44	7,04	141,48	16,2
34	EGENOR	PAITA 1 - D2	13,605	143,41	7,54	150,95	6,2
35	ENERSUR	ILO1 CATKATO - D2	14,480	143,11	13,36	156,47	3,2
36	SAN GABAN	BELLAVISTA MAN 1 - D2	14,310	145,44	11,47	156,91	1,9
37	SAN GABAN	TAPARACHI - D2	13,851	150,10	10,06	160,15	4,5
38	EGENOR	SULLANA - D2	13,019	154,12	7,30	161,42	10,3
39	CAHUA	CNP MAN - D2	11,860	158,93	7,04	165,97	1,4
40	EGEMSA	DOLORES(GM 123 ALC 12) - D2	13,030	161,48	4,53	166,01	9,0
41	EGENOR	PAITA 2 - D2	12,283	158,85	7,54	166,39	2,6
42	EGEMSA	DOLORES (SZ 12) - D2	13,030	161,48	5,74	167,22	2,8
43	EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - D2 SIN H2O	12,710	169,34	4,10	173,44	112,0
44	EGASA	CICLO COMBINADO - D2	11,920	170,56	3,58	174,14	18,7
45	EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - D2 CON H2O	12,610	170,69	4,10	174,79	121,3
46	ENERSUR	ILO1 TG2 - D2	12,160	170,41	6,39	176,80	34,9
47	SAN GABAN	BELLAVISTA ALCO - D2	11,850	175,63	5,06	180,69	1,5
48	EGASA	MOLLENDO TG 2 - D2	11,270	178,72	2,56	181,28	35,8
49	ENERSUR	ILO1 TGI - D2	11,400	181,77	2,57	184,34	34,6
50	EDEGEL	STA ROSA UTI 6 - D2	11,990	179,51	7,07	186,58	53,8
51	EGASA	MOLLENDO TG 1 - D2	10,900	184,78	2,56	187,34	35,2
52	ETEVENSA	VENTANILLA TG 4 - D2	14,090	186,39	4,00	190,39	152,5
53	ETEVENSA	VENTANILLA TG 3 - D2	14,000	187,59	4,00	191,59	152,7
54	ETEVENSA	VENTANILLA TG 4 - D2 CON H2O	13,770	190,73	4,00	194,73	157,5
55	ETEVENSA	VENTANILLA TG 3 - D2 CON H2O	13,720	191,42	4,00	195,42	162,1
56	EEPSA	MALACAS TG 4 - D2 CON H2O	12,560	202,23	2,25	204,48	93,0
57	EDEGEL	STA ROSA UTI 5 - D2	10,850	198,38	7,07	205,45	52,0
58	EEPSA	MALACAS TG 4 - D2	12,460	203,85	2,25	206,10	78,0
59	EGENOR	CHIMBOTE TG - D2	9,440	221,52	2,70	224,22	42,7
60	EGENOR	TRUJILLO TG - D2	8,940	233,42	2,70	236,12	21,3
61	EEPSA	MALACAS TG 2 - D2	9,190	276,39	4,00	280,39	15,0
62	EEPSA	MALACAS TG 1 - D2	9,040	280,97	4,00	284,97	14,9
63	EEPSA	MALACAS TG 3 - D2	9,040	280,97	4,00	284,97	14,7

Fuente: COES

ANEXO F

COSTOS VARIABLES DE PLANTAS TÉRMICAS DE ECUADOR (1/2)

COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION DE UNIDADES DE GENERACION DEL S.N.I. (del 1 al 31 de Diciembre 2005)								
No.	EMPRESA	UNIDAD	TIPO	Rendimiento kWh/galón	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/MWh)			POTENCIA EFFECTIVA (MW)
					Combustible	Ofijos	TOTAL US\$/kWh	
1	TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	BV	15,78	23,75	3,29	27,04	132,5
2	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	BD	17,03	22,40	18,31	40,71	5,2
3	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	BD	17,03	22,40	20,25	42,65	5,2
4	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	BD	17,03	22,40	20,30	42,70	5,2
5	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	BD	17,03	22,40	20,35	42,75	5,2
6	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	BD	17,03	22,40	20,36	42,76	5,2
7	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	BD	17,03	22,40	20,36	42,76	5,2
8	MACHALA POWER	MACHALA POWER A (*)	G	0,09	40,93	2,84	43,77	66,0
9	MACHALA POWER	MACHALA POWER B (*)	G	0,09	41,46	2,84	44,30	65,0
10	QUITO	G.HERNANDEZ 2	BD	16,58	25,54	20,60	46,15	5,4
11	QUITO	G.HERNANDEZ 1	BD	16,44	25,76	20,68	46,44	5,4
12	QUITO	G.HERNANDEZ 6	BD	16,44	25,76	20,68	46,44	5,4
13	QUITO	G.HERNANDEZ 4	BD	16,39	25,84	20,70	46,54	5,4
14	QUITO	G.HERNANDEZ 5	BD	16,35	25,90	20,73	46,63	5,4
15	ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	BV	16,05	39,40	7,33	46,74	133,0
16	QUITO	G.HERNANDEZ 3	BD	16,18	26,17	20,82	46,99	5,4
17	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	BD	16,41	38,86	9,07	47,94	4,3
18	CEMENTOS SELVA ALEGRE	SELVA ALEGRE	BD	15,40	25,98	22,42	48,40	13,0
19	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	BD	16,17	39,44	9,20	48,64	4,3
20	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	BD	16,44	38,79	10,26	49,05	4,3
21	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	BD	16,36	38,98	10,25	49,23	4,3
22	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	BV	13,59	46,53	9,11	55,65	73,0
23	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	BV	13,54	46,71	9,14	55,84	73,0
24	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS	BV	12,63	50,07	9,78	59,85	32,5
25	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 4	D	14,40	56,96	7,77	64,74	2,9
26	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 9	D	13,00	63,10	1,67	64,76	3,0
27	MILAGRO	MILAGRO 5	D	12,86	63,79	1,77	65,55	-
28	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	D	14,75	55,61	10,16	65,77	5,0
29	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 11	D	14,00	58,59	7,27	65,86	5,0
30	ESMERALDAS	LA PROPICIA 1	D	14,40	56,96	9,39	66,36	3,6
31	ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	D	14,40	56,96	9,39	66,36	3,6
32	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 3	D	14,00	58,59	7,87	66,46	2,9
33	QUITO	LULUNCOTO 12	D	14,35	57,16	9,30	66,46	2,8
34	CATEG - GENERACIÓN	ALVARO TINAJERO 1	DG	14,12	58,09	8,50	66,59	46,5
35	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 2	D	13,95	58,80	7,88	66,68	2,9
36	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 1	D	13,90	59,01	7,89	66,91	2,9
37	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 1	D	12,91	63,54	3,73	67,27	2,0
38	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	DG	14,60	56,18	11,11	67,30	46,0
39	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	DG	14,55	56,38	11,12	67,49	45,0
40	PENINSULA STA. ELENA	POSORJA 5	D	12,81	64,03	3,73	67,76	2,1
41	MILAGRO	MILAGRO 6	D	12,40	66,15	2,32	68,47	-
42	LULYSSEAS INC.	POWER BARGE 1	BV	11,50	54,99	13,92	68,91	24,0
43	MILAGRO	MILAGRO 4	D	12,30	66,69	2,36	69,05	-
44	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	DG	14,06	58,34	11,15	69,49	45,0
45	QUITO	LULUNCOTO 11	D	13,64	60,14	9,55	69,69	2,7
46	MILAGRO	MILAGRO 7	D	12,00	68,36	1,72	70,08	-
47	ELECAUSTRO	MONAY 2	D	13,37	61,35	8,86	70,21	1,1
48	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	DG	13,89	59,06	11,16	70,22	45,0
49	ELECAUSTRO	MONAY 3	D	13,34	61,49	8,86	70,35	1,1
50	QUITO	LULUNCOTO 13	D	13,42	61,12	9,60	70,72	2,7
51	AMBATO	BATAN 3	D	11,97	68,54	3,37	71,91	-
52	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 10	D	12,90	63,59	8,51	72,10	2,0
53	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 3	D	13,55	60,54	12,74	73,28	4,4
54	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	D	12,10	67,79	7,31	75,10	2,0
55	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	D	12,10	67,79	7,31	75,10	2,0
56	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	D	12,10	67,79	7,31	75,10	2,0
57	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	D	12,10	67,79	7,31	75,10	2,0
58	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	D	12,10	67,79	7,46	75,25	2,0
59	INTERVISATRADE	VICTORIA II	N	10,36	64,55	10,80	75,35	105,0
60	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA	DG	11,67	70,29	5,10	75,39	96,0
61	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 16	D	12,10	67,79	7,62	75,41	2,0
62	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	D	12,10	67,79	7,63	75,42	2,0
63	REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	D	14,93	54,94	20,66	75,60	2,5
64	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	D	12,10	67,79	7,98	75,78	2,0
65	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 4	D	13,10	62,60	13,64	76,24	4,2

ANEXO F

COSTOS VARIABLES DE PLANTAS TÉRMICAS DE ECUADOR (2/2)

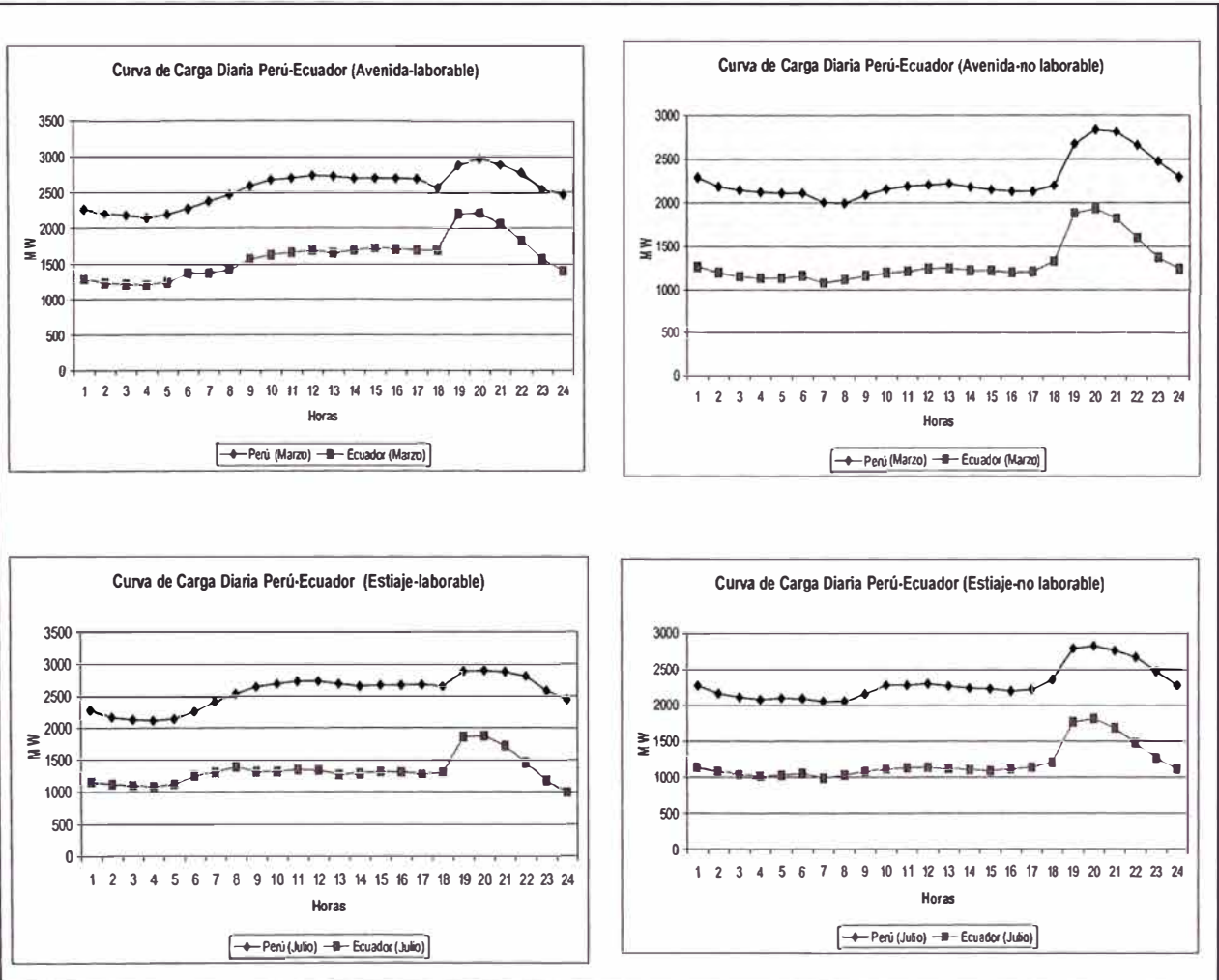
COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (del 1 al 31 de Diciembre 2005)								
No.	EMPRESA	UNIDAD	TIPO	Rendimiento kWh/galón	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/MWh)			POTENCIA EFECTIVA (MW)
					Combustible	Otros	TOTAL US\$/kWh	
66	ELECAUSTRO	MONAY 1	D	12,17	67,40	9,13	76,53	1,1
67	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	D	12,10	67,79	8,86	76,65	2,0
68	BOLIVAR	BOLIVAR 1	D	12,43	65,99	10,77	76,75	1,1
69	REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	D	14,11	58,12	19,69	77,81	2,5
70	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 5	D	13,21	62,10	15,80	77,90	2,0
71	CATEG - GENERACIÓN	ALVARO TINAJERO 2	DG	11,11	73,83	6,22	80,06	35,0
72	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 11	D	13,32	61,57	19,24	80,81	2,0
73	REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	D	14,48	56,66	24,16	80,83	1,0
74	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 4	D	12,85	63,84	17,49	81,33	2,0
75	AMBATO	LLIGUA 1	D	13,66	60,05	21,80	81,85	1,8
76	RIOBAMBA	RIOBAMBA	D	12,29	66,74	15,39	82,14	2,0
77	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 1	DG	10,42	78,72	3,73	82,46	20,0
78	REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	D	12,99	63,14	20,09	83,23	2,2
79	PENINSULA STA. ELENA	PLAYAS 4	D	12,80	64,08	19,49	83,57	0,7
80	REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	D	12,94	63,39	20,18	83,57	2,2
81	REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	D	12,51	65,55	18,46	84,00	2,2
82	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 2	DG	9,90	82,86	3,83	86,68	20,0
83	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 3	DG	10,13	80,98	6,26	87,24	17,6
84	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 5	DG	9,78	83,87	3,66	87,53	18,0
85	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 3	DG	9,81	83,62	3,93	87,55	14,0
86	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 2	DG	10,12	81,06	6,78	87,84	16,9
87	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 1	DG	10,12	81,06	6,81	87,86	16,8
88	REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	D	10,87	75,46	14,08	89,54	2,0
89	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TG4	DG	9,42	87,08	2,82	89,90	20,0
90	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 6	DG	9,50	86,35	3,85	90,19	17,5
91	AMBATO	LLIGUA 2	D	13,66	60,05	30,66	90,71	1,8
92	REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	D	12,05	68,09	25,78	93,87	1,2
93	REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	D	11,97	68,50	26,65	95,15	1,3
94	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 8	D	12,90	63,59	31,76	95,35	-
95	ELECAUSTRO	MONAY 5	D	10,54	77,83	17,70	95,52	1,1
96	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 3	D	11,50	71,33	24,40	95,73	2,0
97	ELECAUSTRO	MONAY 4	D	10,30	79,64	17,75	97,39	1,1
98	ELECAUSTRO	MONAY 6	D	9,97	82,28	17,83	100,10	1,1

Fuente: Información operativa de CENACE

BV:	Central / unidad termoelectrica a vapor; opera con bunker
G:	Central / unidad termoelectrica de gas; opera con gas natural
DG:	Central / unidad termoelectrica de gas; opera con diesel
BD:	Central / unidad termoelectrica; motor de combustión interna que opera con bunker
D:	Central / unidad termoelectrica; motor de combustión interna que opera con diesel

ANEXO G

CURVA DE CARGA DIARIA DE PERÚ Y ECUADOR



Elaboración propia

ANEXO H

DESCRIPCIÓN DE MODELOS PARA DETERMINAR COSTOS MARGINALES

Modelo PERSEO

Es el modelo oficial del Osinerg para el cálculo del precio de barra. Ha sido concebido para resolver el problema del planeamiento de la operación de mediano plazo; es decir, busca un plan óptimo que minimice el costo total de operación en bases mensuales. El modelo se concibió bajo las características de: Multi-embalse, Multi-nodo y Multi-escenario.

Asociado al plan óptimo de operación se obtienen los costos marginales en cada barra del sistema, los que finalmente se utilizan en la formación de la estructura de precios.

Fuente: OSINERG (<http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/InfotecModelos.html>)

Modelo JUNIN

El modelo JUNIN utilizado en el SICN realiza una representación uninodal del sistema (SICN) acumulando toda la oferta y la demanda del sistema en un único nodo. Optimiza la operación de un embalse (el Lago Junín) y las hidroeléctricas asociadas al mismo (las centrales hidroeléctricas de Malpaso, Santiago Antunez de Mayolo y Restitución). El algoritmo de optimización que utiliza se vale de un procedimiento recursivo que hace uso de la programación dinámica estocástica como herramienta de decisión en la determinación del programa de operación de mínimo costo.

Este modelo se constituyó originalmente como un modelo integral aplicado al SICN y posteriormente fue descompuesto en tres modelos que actualmente se utilizan y que separan las funciones que realizaba el modelo original para calcular por separado el valor del agua (modelo JUNRED), los costos marginales (modelo JUNTAR) y la programación de la operación anual de las unidades generadoras del sistema (modelo JUNANO).

Fuente: OSINERG (<http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/InfotecModelos.html>)

Modelo SDDP

SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión de energía eléctrica, usada para estudios de operación de corto, medio y largo plazo. El modelo calcula la política de funcionamiento estocástica de menor costo de un sistema hidrotérmico, considerando los aspectos siguientes:

- detalles operacionales de plantas hidráulicas (balance del agua, límites en el almacenaje y salida turbinada, vertimiento, filtración etc.);
- modelamiento detallado de la planta térmica (compromiso de unidad, contratos “take or pay” de combustibles, curvas de eficiencia, consumo de combustible, múltiples combustibles etc.);

- representación de mercado spot y contratos;
- incertidumbre hidrológica: es posible utilizar los modelos estocásticos de la afluencia que representan las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia del tiempo y del espacio, sequías severas los etc.) y el efecto de fenómenos climáticos específicos tales como el El Niño;
- red detallada de la transmisión: Leyes de Kirchhoff, límites en flujos de energía en cada circuito, pérdidas, seguridad, límites de importación y exportación por áreas eléctricas etc;
- variación de carga por nivel de carga y por barra, con etapas mensuales o semanales (estudios de medio o largo plazo) o por niveles horarios (estudios a corto plazo).

Además de la política de operación de menor costo, el modelo calcula varios índices económicos tales como el precio spot (por submercado y por barra), tarifas y costos de congestión de la transmisión, valores del agua para cada planta hidráulica y otros.

Metodología estocástica de la optimización

Porque las plantas hidráulicas no tienen ningún costo operativo directo, se puede pensar que ellos serían los primeros en el orden de despacho. Sin embargo, una planta hidráulica tiene la opción de generar energía hoy o de almacenar el agua para uso futuro. Por ejemplo, suponga que el agua almacenada en una planta hidráulica puede producir 1 MWh. Suponga también que el precio spot actual es US\$18/MWh, aumentando a US\$25/MWh en la semana próxima. Debido a que el objetivo es maximizar los ingresos, es mejor almacenar el agua hasta la semana próxima. En otras palabras, aunque las plantas hidráulicas no tienen un costo directo de operación, ellos tienen un costo de oportunidad que reflejan los ingresos de las ventas de la energía en el futuro.

En el ejemplo simple anterior, donde el precio futuro es mayor que el precio actual, la mejor decisión es obvia. En situaciones reales, sin embargo, hay una incertidumbre con respecto a los precios futuros, que pueden ser más altos o bajos que el actual. Por lo tanto, la decisión de almacenar o de usar el agua depende de un análisis de las consecuencias de cada decisión para todos los escenarios futuros de precio. Desafortunadamente, el número de combinaciones de los escenarios de precios crece exponencial a lo largo de tiempo. Por ejemplo, suponga que cada semana hay dos escenarios de precios. Al final del año, el número de combinaciones sería 2^{52} , más que un quadrillion, que obviamente hace inviable para aplicar cualquier método de enumeración exhaustiva. Además, la transferencia de energía de una semana a otra modifica los precios spot, porque disminuye la fuente en la semana actual y la aumenta en el siguiente. En resumen, el despacho de un sistema hidrotérmico es una optimización estocástica de gran escala, cuya solución es bastante compleja.

La metodología de solución tradicionalmente usada para resolver este problema de despacho se conoce como programación dinámica estocástica (SDP). Los métodos tradicionales del SDP requieren la discretización de los niveles de almacenaje del reservorio (100%, 95%, 90% etc.). Cuando hay dos reservorios, es necesario enumerar todas las combinaciones de pares de niveles (100% y 100%; 100% y 95%;...; 95% y 100%; 95% y 95% etc.); etcétera. Por consiguiente, el esfuerzo de cómputo del SDP crece

exponencial con el número de reservorios, que obliga el uso del SDP tradicional a los sistemas con los solamente dos o tres reservorios.

El modelo SDDP utiliza una nueva metodología de solución llamada programación dinámica dual estocástica, desarrollada por la consultora PSR. Esta metodología representa la función de costo futuro del SDP tradicional como función lineal por trozos. Debido a esta característica, no es necesario enumerar las combinaciones de los niveles de los reservorios, lo cual permite la determinación de la solución óptima estocástica para los sistemas con una gran cantidad de plantas hidráulicas.

Resultados del modelo

Todos los resultados detallados del modelo SDDP están escritos como archivos *.csv. Estos archivos son manejados por un interfaz gráfico (el programa de GRAF) que produce archivos Excel con los resultados deseados. Los resultados principales de SDDP son:

- estadística operativa: generación hidráulica y térmica, costos térmicos de operación, intercambio de energía, consumo de combustibles, riesgo de déficit y energía no suministrada;
- costes marginales de corto plazo (precios spot) para cada submercado y para cada barra;

Fuente: <http://www.psr-inc.com.br/sddp.asp>

ANEXO I

COSTOS MARGINALES AUTÓNOMOS DE PERÚ, ECUADOR y COLOMBIA

Mes	Perú	Ecuador	Colombia	Mes	Perú	Ecuador	Colombia
Ene-05	22,71	110,00	19,58	Ene-10	20,16	48,97	31,44
Feb-05	21,84	72,40	22,42	Feb-10	20,88	44,12	32,81
Mar-05	29,51	49,80	22,47	Mar-10	20,92	43,80	33,37
Abr-05	30,02	47,30	22,04	Abr-10	20,86	32,34	32,77
May-05	91,17	86,90	17,62	May-10	21,97	28,47	29,49
Jun-05	74,69	50,30	14,98	Jun-10	25,90	25,58	27,40
Jul-05	47,12	85,20	16,72	Jul-10	26,92	26,39	27,10
Ago-05	93,67	70,23	15,90	Ago-10	33,58	30,02	27,08
Sep-05	86,12	76,10	19,18	Sep-10	34,52	35,03	27,98
Oct-05	91,20	78,10	19,03	Oct-10	26,50	38,02	29,73
Nov-05	100,08	63,70	19,56	Nov-10	24,94	42,31	29,51
Dic-05	75,30	71,24	23,49	Dic-10	27,73	45,81	30,46
Ene-06	25,49	66,90	25,23	Ene-11	21,67	48,00	31,21
Feb-06	24,57	56,98	27,08	Feb-11	22,12	46,31	32,74
Mar-06	37,29	64,48	26,74	Mar-11	21,66	44,37	33,10
Abr-06	27,22	50,06	25,98	Abr-11	21,54	33,87	32,08
May-06	28,76	41,45	23,62	May-11	23,24	30,86	30,22
Jun-06	37,50	41,56	22,69	Jun-11	25,66	29,87	30,78
Jul-06	67,55	46,23	21,29	Jul-11	27,82	29,51	30,72
Ago-06	69,93	54,65	21,30	Ago-11	31,38	31,16	29,71
Sep-06	49,05	50,39	21,83	Sep-11	30,69	34,46	30,17
Oct-06	21,94	55,73	22,42	Oct-11	26,75	39,17	31,60
Nov-06	22,26	60,39	23,72	Nov-11	25,03	43,68	32,02
Dic-06	26,88	66,92	27,28	Dic-11	28,00	45,49	32,55
Ene-07	19,28	52,05	26,90	Ene-12	22,61	51,06	33,18
Feb-07	19,31	47,83	29,03	Feb-12	23,42	44,90	34,75
Mar-07	19,61	48,89	28,58	Mar-12	22,58	45,60	33,93
Abr-07	19,80	40,87	27,70	Abr-12	23,39	35,84	33,67
May-07	20,82	36,13	26,23	May-12	24,87	32,27	32,55
Jun-07	26,24	34,37	25,91	Jun-12	26,35	33,18	31,76
Jul-07	32,30	36,02	25,71	Jul-12	27,64	32,59	31,20
Ago-07	39,74	40,25	25,05	Ago-12	30,10	37,22	31,10
Sep-07	34,60	41,84	26,76	Sep-12	29,40	40,80	31,97
Oct-07	25,31	45,31	28,05	Oct-12	25,22	44,55	32,24
Nov-07	22,47	50,02	28,21	Nov-12	25,03	48,44	32,71
Dic-07	27,41	52,73	28,99	Dic-12	25,16	45,85	33,37
Ene-08	20,04	51,11	29,21	Ene-13	23,28	57,74	33,96
Feb-08	20,78	45,36	31,21	Feb-13	23,84	54,38	40,91
Mar-08	20,50	44,39	30,44	Mar-13	23,79	54,00	40,59
Abr-08	21,18	38,69	29,87	Abr-13	24,02	43,81	39,96
May-08	21,40	35,07	28,13	May-13	24,57	36,99	33,01
Jun-08	25,09	34,70	27,55	Jun-13	26,15	36,31	31,63
Jul-08	26,58	36,03	26,81	Jul-13	26,89	39,39	32,30
Ago-08	33,26	40,81	25,84	Ago-13	30,01	40,42	32,60
Sep-08	37,53	41,60	27,74	Sep-13	30,18	43,58	32,73
Oct-08	27,71	45,67	27,56	Oct-13	25,10	46,78	32,76
Nov-08	24,41	51,66	27,97	Nov-13	24,95	50,61	32,61
Dic-08	28,24	53,26	29,32	Dic-13	25,48	57,32	33,26
Ene-09	19,78	49,30	29,78				
Feb-09	19,72	44,83	31,61				
Mar-09	19,62	44,39	32,13				
Abr-09	19,97	35,12	31,56				
May-09	21,30	31,24	29,98				
Jun-09	25,95	26,27	29,06				
Jul-09	31,40	23,85	28,00				
Ago-09	41,40	23,12	27,68				
Sep-09	37,56	28,15	28,57				
Oct-09	23,63	31,90	29,32				
Nov-09	23,01	35,99	29,89				
Dic-09	23,42	44,89	31,29				

Fuente: Perú y Ecuador: Estimación propia, Colombia: Estudios Energéticos Colombia-Ecuador-Perú

ANEXO J

OTROS CARGOS: POTENCIA, TRANSMISIÓN Y OTROS

Mes	Perú	Ecuador	Colombia	Mes	Perú	Ecuador	Colombia
Ene-05	18,94	21,01	11,94	Ene-10	18,94	21,28	9,69
Feb-05	18,94	21,29	12,95	Feb-10	18,94	21,73	10,46
Mar-05	18,94	21,48	14,42	Mar-10	18,94	24,91	10,19
Abr-05	18,94	24,81	12,49	Abr-10	18,94	24,85	8,62
May-05	18,94	23,08	10,37	May-10	18,94	27,23	9,04
Jun-05	18,94	25,33	11,20	Jun-10	18,94	28,63	7,92
Jul-05	18,94	23,79	10,65	Jul-10	18,94	27,84	8,34
Ago-05	18,94	23,76	11,61	Ago-10	18,94	29,00	9,15
Sep-05	18,94	21,63	8,96	Sep-10	18,94	24,56	9,05
Oct-05	18,94	21,44	10,32	Oct-10	18,94	23,88	8,41
Nov-05	18,94	21,04	10,43	Nov-10	18,94	25,47	9,40
Dic-05	18,94	20,87	9,15	Dic-10	18,94	24,96	9,31
Ene-06	18,94	21,19	9,46	Ene-11	18,94	23,04	9,68
Feb-06	18,94	21,05	10,62	Feb-11	18,94	23,24	12,74
Mar-06	18,94	22,63	11,95	Mar-11	18,94	26,61	14,97
Abr-06	18,94	22,31	11,52	Abr-11	18,94	23,08	9,82
May-06	18,94	24,53	9,46	May-11	18,94	24,31	8,65
Jun-06	18,94	23,89	8,82	Jun-11	18,94	27,11	8,36
Jul-06	18,94	23,44	9,48	Jul-11	18,94	27,05	8,14
Ago-06	18,94	22,55	9,38	Ago-11	18,94	28,39	8,86
Sep-06	18,94	22,14	9,84	Sep-11	18,94	24,97	9,02
Oct-06	18,94	21,84	10,24	Oct-11	18,94	24,28	8,02
Nov-06	18,94	20,82	9,93	Nov-11	18,94	23,46	7,77
Dic-06	18,94	22,66	9,38	Dic-11	18,94	24,83	7,77
Ene-07	18,94	20,78	11,08	Ene-12	18,94	24,12	8,33
Feb-07	18,94	21,02	11,16	Feb-12	18,94	22,86	14,88
Mar-07	18,94	20,98	12,06	Mar-12	18,94	22,45	11,79
Abr-07	18,94	21,62	11,50	Abr-12	18,94	23,17	8,86
May-07	18,94	23,40	9,49	May-12	18,94	24,60	8,20
Jun-07	18,94	23,99	9,02	Jun-12	18,94	27,01	8,10
Jul-07	18,94	24,54	9,30	Jul-12	18,94	30,49	8,59
Ago-07	18,94	23,91	9,72	Ago-12	18,94	29,97	8,96
Sep-07	18,94	22,88	8,89	Sep-12	18,94	25,72	8,34
Oct-07	18,94	21,92	8,78	Oct-12	18,94	24,63	8,29
Nov-07	18,94	21,50	9,28	Nov-12	18,94	26,45	8,50
Dic-07	18,94	20,92	9,61	Dic-12	18,94	29,18	8,75
Ene-08	18,94	21,04	10,08	Ene-13	18,94	24,21	19,89
Feb-08	18,94	21,46	11,31	Feb-13	18,94	25,70	18,63
Mar-08	18,94	21,41	11,57	Mar-13	18,94	28,82	23,12
Abr-08	18,94	22,17	10,45	Abr-13	18,94	25,39	19,49
May-08	18,94	24,11	8,99	May-13	18,94	27,42	8,50
Jun-08	18,94	25,18	8,53	Jun-13	18,94	25,72	8,26
Jul-08	18,94	27,11	8,91	Jul-13	18,94	30,60	7,97
Ago-08	18,94	26,19	10,20	Ago-13	18,94	32,40	8,07
Sep-08	18,94	23,74	9,62	Sep-13	18,94	23,77	8,44
Oct-08	18,94	22,33	9,49	Oct-13	18,94	24,24	8,29
Nov-08	18,94	21,26	10,13	Nov-13	18,94	25,51	8,69
Dic-08	18,94	21,20	8,81	Dic-13	18,94	35,44	8,97
Ene-09	18,94	20,74	10,15				
Feb-09	18,94	21,41	10,33				
Mar-09	18,94	21,63	10,23				
Abr-09	18,94	24,12	9,42				
May-09	18,94	25,87	8,58				
Jun-09	18,94	22,49	8,50				
Jul-09	18,94	23,48	9,32				
Ago-09	18,94	26,25	9,77				
Sep-09	18,94	24,86	9,58				
Oct-09	18,94	24,63	9,07				
Nov-09	18,94	25,33	9,20				
Dic-09	18,94	25,20	8,47				

Fuente: Perú: OSINERG, Ecuador y Colombia: Estudio Energético Colombia-Ecuador-Perú

ANEXO K

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA TURBO GAS – Escenario Autónomo

EVALUACION ECONOMICA DE : TGN ciclo simple en Chilca Escenario: AUTÓNOMO

Características Técnicas	
Potencia efectiva sitio	170,0 MW
Energía anual	870,7 Gwh
Factor de planta	61%
Precio de gas	2,00 US\$/MMBTU
Costo Variable Total	21,25 US\$/MWh
Costo O&M	1.400,0 Mtes US\$/año

EQUIPAMIENTO	Inversión	Vida Util	Periodo de Depreciación	Deprec. anual	Valor libro en año 25	Valor Recup en año 25
	(Miles US\$)	(años)	(años)	(Miles US\$)	(Miles US\$)	(Miles US\$)
Planta Térmica	51 108	25	10	5 110,8	-	5 111
Conexión Eléctrica	5 227	30	10	522,7	-	871
Obras Civiles	3 177	70	33	96,3	770	1 589
Terreno	100					100
Total	59 612			5 729,8	770	7 670

Parámetros	
Horizonte de análisis	25 años
Impuesto a la renta	30%
Tasa de descuento	12%
Inicio de operación	Ene-08

FLUJO DE CAJA DE INVERSIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Planta Térmica	(20 443)	(30 665)																										
Conexión Eléctrica	(2 091)	(3 136)																										
Obras Civiles	(3 177)																											
Terreno	(100)																											
Venta de Eq. Electromecánico																												5 982
Impuesto venta de Eq. Electromecánico																												(1 795)
Venta de Obras Civiles																												1 589
Impuesto venta de Obras Civiles																												(245)
Venta de terreno																												100
Impuesto venta terreno																												(30)
Total Flujo de Caja de Inversión	(25 811)	(33 801)																										5 600

FLUJO DE CAJA OPERATIVO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Ingresos																												
- Ingresos por energía	-	-	24 200	18 335	21 911	27 317	30 306	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725	31 725
- Ingresos por potencia	-	-	7 084	6 231	6 775	7 851	7 843	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984
Total Ingresos			31 284	22 566	28 686	34 988	38 248	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	39 709	
Egresos																												
Costo de Combustible	-	-	10 208	10 141	14 654	18 390	21 558	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005	23 005
Costo variable no combustible	-	-	1 361	1 362	1 954	2 452	2 874	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067	3 067
Contribución a la DGE/OSINERG (%)	-	-	313	228	287	360	382	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397
Costos de O&M	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
Peaje Secundario	-	-	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806
(-) Depreciación	-	-	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Total Egresos			19 818	19 655	24 830	29 127	32 751	34 405	34 405	34 405	34 405	34 405	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771	28 771
Utilidad antes de Impuesto	-	-	11 466	2 912	3 858	5 841	5 498	5 304	5 304	5 304	5 304	5 304	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938	10 938
Participación de Irabajadores (5%)	-	-	573	146	193	292	275	265	265	265	265	265	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547
Impuesto a la renta	-	-	3 268	650	1 099	1 665	1 567	1 512	1 512	1 512	1 512	1 512	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117	3 117
Utilidad después de Impuesto	-	-	7 625	1 938	2 564	3 884	3 866	3 527	3 527	3 527	3 527	3 527	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274	7 274
(-) Depreciación	-	-	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Total Flujo de Caja Operativo			13 355	7 666	8 284	9 614	9 386	9 257	9 257	9 257	9 257	9 257	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	

FLUJO DE CAJA ECONÓMICO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Flujo de Caja de Inversiones	(25 811)	(33 801)																										5 600
Flujo de Caja Operativo			13 355	7 666	8 284	9 614	9 386	9 257	9 257	9 257	9 257	9 257	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370
Total Flujo de Caja Económico	(25 811)	(33 801)	13 355	7 666	8 284	9 614	9 386	9 257	9 257	9 257	9 257	9 257	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	7 370	12 970	

VANE (Miles US\$)	6 449
TIRE	13,9%

ANEXO L

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA TURBO GAS – Escenario Radial

EVALUACION ECONOMICA DE : TGN ciclo simple en Chilca Escenario: RADIAL

Características Técnicas	
Potencia efectiva sitio	170,0 MW
Energía anual	882,6 GWh
Factor de planta	82%
Precio de gas	2,00 US\$/MWh
Costo Variable Total	21,25 US\$/MWh
Costo O&M	1.400,0 Mas US\$/año

Parámetros	
Horizonte de análisis	25 años
Impuesto a la renta	30%
Tasa de descuento	12%
Inicio de operación	Ene-08

EQUIPAMIENTO	Inversión (Miles US\$)	Vida Util (años)	Periodo de Depreciación (años)	Deprec. anual (Miles US\$)	Valor libro en año 25 (Miles US\$)	Valor Recup en año 25 (Miles US\$)
Planta Térmica	51 108	25	10	5 110,8	-	5 111
Conexión Eléctrica	5 227	30	10	522,7	-	871
Obras Civiles	3 177	70	33	96,3	770	1 589
Terreno	100					100
Total	59 612			5 729,8	770	7 670

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
FLUJO DE CAJA DE INVERSIÓN																												
Planta Térmica	(20 443)	(30 665)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conexión Eléctrica	(2 091)	(3 136)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obras Civiles	(3 177)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terreno	(100)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venta de Eq. Electromecánico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 962
Impuesto venta de Eq. Electromecánico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1 795)
Venta de Obras Civiles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 589
Impuesto venta de Obras Civiles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(245)
Venta de terreno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Impuesto venta terreno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(30)
Total Flujo de Caja de Inversión	(25 811)	(33 801)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 600

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032		
FLUJO DE CAJA OPERATIVO																													
Ingresos																													
- Ingresos por energía	-	-	25 173	17 329	22 281	27 501	30 551	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	32 062	
- Ingresos por potencia	-	-	7 084	6 231	6 775	7 651	7 943	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	
Total Ingresos	-	-	32 256	23 561	29 056	35 151	38 494	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	40 048	
Egresos																													
Costo de Combustible	-	-	10 739	10 532	14 759	18 423	21 827	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	23 206	
Costo variable no combustible	-	-	1 432	1 404	1 968	2 456	2 884	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	3 094	
Contribución a la DGEOSINERG (1%)	-	-	323	236	291	352	385	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	
Costos de O&M	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	
Peaje Secundario	-	-	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	
(-) Depreciación	-	-	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	
Total Egresos	-	-	20 429	20 108	24 954	29 167	32 831	34 638	34 638	34 638	34 638	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	29 003	
Utilidad antes de Impuesto	-	-	11 827	3 453	4 102	5 985	5 663	5 409	5 409	5 409	5 409	5 409	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	11 043	
Participación de trabajadores (5%)	-	-	591	173	205	299	283	270	270	270	270	270	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552
Impuesto a la renta	-	-	3 371	984	1 619	1 706	1 614	1 542	1 542	1 542	1 542	1 542	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	3 147	
Utilidad después de Impuesto	-	-	7 865	2 296	2 278	3 980	3 768	3 597	3 597	3 597	3 597	3 597	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	7 343	
(+) Depreciación	-	-	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	
Total Flujo de Caja Operativo	-	-	13 595	8 026	8 458	9 710	9 496	9 327	9 327	9 327	9 327	9 327	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032		
FLUJO DE CAJA ECONÓMICO																											
Flujo de Caja de Inversiones	(25 811)	(33 801)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 600	
Flujo de Caja Operativo	13 595	8 026	8 458	9 710	9 496	9 327	9 327	9 327	9 327	9 327	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440
Total Flujo de Caja Económico	(25 811)	(33 801)	13 595	8 026	8 458	9 710	9 496	9 327	9 327	9 327	9 327	9 327	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	7 440	13 040

VANE (Miles US\$)	7 276
IRE	14,1%

ANEXO M

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA TURBO GAS – Escenario Back to Back 125

EVALUACION ECONOMICA DE : TGN ciclo simple en Chilca Escenario: BACK TO BACK 125

Características Técnicas	
Potencia efectiva sitio	170,0 MW
Energía anual	914,1 GWh
Factor de planta	64%
Precio de gas	2,00 US\$/MMBTU
Costo Variable Total	21,25 US\$/MWh
Costo O&M	1.400,0 M\$ US\$/año

EQUIPAMIENTO	Inversión (Miles US\$)	Vida Util (años)	Periodo de Depreciación (años)	Deprec. anual (Miles US\$)	Valor libro en año 25 (Miles US\$)	Valor Recup en año 25 (Miles US\$)
Planta Térmica	51 10 8	25	10	5 110,8	-	5 111
Conexión Eléctrica	5 227	30	10	522,7	-	87,1
Obras Civiles	3 177	70	33	96,3	770	1 589
Terreno	100					100
Total	59 612			5 729,8	770	7 670

Parámetros	
Horizonte de análisis	25 años
Impuesto a la renta	30%
Tasa de descuento	12%
Inicio de operación	Ene-08

FLUJO DE CAJA DE INVERSIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Planta Térmica	(20 443)	(30 665)																										
Conexión Eléctrica	(2 091)	(3 136)																										
Obras Civiles	(3 177)																											
Terreno	(100)																											
Venta de Eq. Electromecánico																												5 982
Impuesto venta de Eq. Electromecánico																												(1 795)
Venta de Obras Civiles																												1 589
Impuesto venta de Obras Civiles																												(245)
Venta de terreno																												100
Impuesto venta terreno																												(30)
Total Flujo de Caja de Inversión	(25 811)	(33 801)																										5 600

FLUJO DE CAJA OPERATIVO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Ingresos																												
- Ingresos por energía	-	-	26 809	18 338	22 948	28 377	31 299	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035	33 035
- Ingresos por potencia	-	-	7 084	6 231	6 775	7 651	7 943	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984
Total Ingresos			33 893	24 569	29 723	36 027	39 242	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	41 019	
Egresos																												
Costo de Combustible	-	-	11 648	10 944	15 180	19 070	22 134	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887	23 887
Costo variable no combustible	-	-	1 553	1 459	2 021	2 543	2 951	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185	3 185
Contribución a la DGE/OSINERG (1%)	-	-	339	246	297	360	392	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410
Costos de O&M	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
Peaje Secundario	-	-	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806
(-) Depreciación	-	-	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Total Egresos			21 475	20 584	25 414	29 909	33 413	35 418	35 418	35 418	35 418	35 418	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784	29 784
Utilidad antes de Impuesto	-	-	12 418	3 985	4 309	6 119	5 829	5 602	5 602	5 602	5 602	5 602	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235	11 235
Participación de Trabajadores (5%)	-	-	621	199	215	306	291	280	280	280	280	280	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562	562
Impuesto a la renta	-	-	3 539	1 138	1 228	1 744	1 661	1 596	1 596	1 596	1 596	1 596	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202	3 202
Utilidad después de Impuesto	-	-	8 259	2 650	2 866	4 069	3 876	3 725	3 725	3 725	3 725	3 725	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471	7 471
(+) Depreciación	-	-	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Total Flujo de Caja Operativo			13 987	8 380	8 595	9 799	9 608	9 455	9 455	9 455	9 455	9 455	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	13 168

FLUJO DE CAJA ECONÓMICO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Flujo de Caja de Inversiones	(25 811)	(33 801)																										5 600
Flujo de Caja Operativo			13 987	8 380	8 595	9 799	9 606	9 455	9 455	9 455	9 455	9 455	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568
Total Flujo de Caja Económico	(25 811)	(33 801)	13 987	8 380	8 595	9 799	9 608	9 455	9 455	9 455	9 455	9 455	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	7 568	13 168

VANE (Miles US\$)	8 387
TIRE	14,4%

ANEXO N

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA TURBO GAS – Escenario Back to Back 250

EVALUACION ECONOMICA DE : TGN ciclo simple en Chilca Escenario: BACK TO BACK 250

Características Técnicas	
Potencia efectiva sitio	170.0 MW
Energía anual	953,8 GWh
Factor de planta	67%
Precio de gas	2,00 US\$/MMBTU
Costo Variable Total	21,25 US\$/MWh
Costo O&M	1.400,0 Miles US\$/año

EQUIPAMIENTO	Inversión (Miles US\$)	Vida Util (años)	Periodo de Depreciación (años)	Deprec. anual (Miles US\$)	Valor libro en año 25 (Miles US\$)	Valor Recup en año 25 (Miles US\$)
Planta Térmica	51 108	25	10	5 110,8	-	5 111
Conexión Eléctrica	5 227	30	10	522,7	-	871
Obras Civiles	3 177	70	33	96,3	770	1 589
Terreno	100					100
Total	59 612			5 729,8	770	7 670

Parámetros	
Horizonte de análisis	25 años
Impuesto a la renta	30%
Tasa de descuento	12%
Inicio de operación	Ene-08

FLUJO DE CAJA DE INVERSIÓN	2008	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Planta Térmica	(20 443)	(30 865)																										
Conexión Eléctrica	(2 091)	(3 136)																										
Obras Civiles	(3 177)																											
Terreno	(100)																											
Venta de Eq Electromecánico																												5 982
Impuesto venta de Eq. Electromecánico																												(1 795)
Venta de Obras Civiles																												1 589
Impuesto venta de Obras Civiles																												(245)
Venta de terreno																												100
Impuesto venta terreno																												(90)
Total Flujo de Caja de Inversión	(25 811)	(33 801)																										5 600

FLUJO DE CAJA OPERATIVO	2008	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Ingresos																												
- Ingresos por energía	-	-	26 809	18 338	23 882	29 423	32 892	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900	34 900
- Ingresos por potencia	-	-	7 084	6 231	6 775	7 851	7 943	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984	7 984
Total Ingresos			33 893	24 569	30657	37 073	40 834	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	42 884	
Egresos																												
Costo de Combustible	-	-	11 648	10 944	16 380	20 256	23 100	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978	24 978
Costo variable no combustible	-	-	1 553	1 459	2 184	2 701	3 080	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330	3 330
Contribución a la DGE/OSINERG (1%)	-	-	339	246	307	371	408	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429
Costos de O&M	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
Peaje Secundario	-	-	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806	806
(-) Depreciación	-	-	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Total Egresos			21 475	20 584	28 808	31 263	34 524	36 870	36 870	36 870	36 870	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037	31 037
Utilidad antes de Impuesto			12 418	3 985	3 851	5 810	6 310	6 214	6 214	6 214	6 214	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847	11 847
Participación de Trabajadores (5%)	-	-	621	199	193	291	316	311	311	311	311	592	592	592	592	592	592	592	592	592	592	592	592	592	592	592	592	592
Impuesto a la renta	-	-	3 539	1 136	1 097	1 656	1 798	1 771	1 771	1 771	1 771	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377	3 377
Utilidad después de Impuesto			8 258	2 650	2 561	3 884	4 196	4 132	4 132	4 132	4 132	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	7 879	
(+) Depreciación	-	-	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	5 730	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Total Flujo de Caja Operativo			13 987	8 380	8 290	9 594	9 928	9 862	9 862	9 862	9 862	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975

FLUJO DE CAJA ECONÓMICO	2008	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Flujo de Caja de Inversiones	(25 811)	(33 801)																										
Flujo de Caja Operativo			13 987	8 380	8 290	9 594	9 928	9 862	9 862	9 862	9 862	9 862	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975
Total Flujo de Caja Económico	(25 811)	(33 801)	13 987	8 380	8 290	9 594	9 928	9 862	9 862	9 862	9 862	9 862	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	7 975	13 575

VANE (Miles US\$)
TIRE

BIBLIOGRAFÍA

1. Comunidad Andina de Naciones, “*Decisión 536 Marco General para la Interconexión subregional de sistemas eléctricos*”, Comunidad Andina de Naciones- Lima, 2002.
2. Comisión de Integración Energética Regional CIER, “*Declaración de Quito - Interconexión eléctrica de la Región Andina*”. CIER, Quito, 2001.
3. Comunidad Andina de Naciones CAN, “*Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica*”, Comunidad Andina de Naciones, Cartagena de Indias Colombia, 2001.
4. Calmet, Mario y Husson Gustavo, OSINERG “*Marco Regulatorio para Interconexiones Internacionales*”. Informe Final del Estudio. OSINERG, Lima, 2003.
5. Ministerio de Energía y Minas, “*Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento*”. MINEN, Lima, 2005.
6. Ministerio de Energía y Minas, “*Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad-RIEE*”, MINEN, Lima, 2005.
7. CONELEC, “*Ley del Régimen del Sector Eléctrico*”, Quito-Ecuador, 2004.
8. CONELEC, “*Reglamento para Transacciones Internacionales de Electricidad*”, Quito Ecuador, 2002.
9. Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG, “*Resolución CREG – 004 Regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo*”, CREG, Bogotá, 2003.
10. Vásquez Lola S. y Saltos Napoleón G “*Ecuador: su realidad*”, Fundación José Peralta, Quito-Ecuador, 2003.
11. Ministerio de Energía y Minas, “*Anuario 2004*”, MINEN, Lima, 2005.
12. COES SINAC, “*Estadística de Operaciones 2004*”, COES,Lima, 2005.
13. CONELEC, “*Boletín Estadístico año 2004*”, Quito Ecuador, 2005.
14. ISA Operación y Administración del Mercado, “*Publicaciones Informe del Mercado de Energía Mayorista 2004*”, Colombia, 2005.

15. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), “*Una Visión del mercado Eléctrico Colombiano*”, Bogota Colombia, 2004.
16. Espinoza, Luis, “*Camisea: Impacto en el Sector Energético*”, Comisión de Tarifas de Energía-CTE, Lima, Perú, 2000.
17. Griso José, “*Identificación de problemas puntos de vista del Generador*”, Foro Energético de Ica organizado por la SNMPE, julio 2004.
18. Ariel Naranjo, “*Identificación de problemas puntos de vista del Transmisor*”, Foro Energético de Ica organizado por la SNMPE, julio 2004.
19. Erausquin, J., “*Identificación de problemas puntos de vista del Distribuidor*”, Foro Energético de Ica organizado por la SNMPE, julio 2004.
20. OSINERG-GART, “*Estudio para la fijación de Tarifas en Barra Periodo mayo 2005 - abril 2006*”. Informe OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005 del 11 de abril del 2005, Lima, Perú, 2005.
21. COES SINAC, “*Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo 2006*”, Lima, Perú, 2006.
22. PSRI, “*SDDP Versión 6.0 Manual del usuario*”, PSRI, Brasil, 2000.
23. CENACE, ISA y COES, “*Estudios Energéticos Interconexión Colombia-Ecuador-Perú*”, Quito, 2004.
24. Centro Nacional de Control de Energía CENACE, “*Planeamiento Operativo del Mercado Eléctrico Mayorista*”, Quito-Ecuador, 2004.
25. CONELEC, “*Plan Nacional de Electrificación 2004-2013*”, Quito, 2005.
26. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) República de Colombia, “*Plan preliminar de Expansión de Generación y Transmisión 2005-2019*”. Bogotá, Colombia, 2005.
27. Gas Turbine World (2004-05) *Handbook*
28. Arlette Beltrán y Hanny Cueva, “*Ejercicios de Evaluación Privada de Proyectos*”, Universidad Pacífico, Lima-Perú, 2005.
29. CENACE, www.cenace.org.ec, CENACE, Ecuador, 2006.
30. CONELEC, www.conelec.gov.ec, CONELEC, Ecuador, 2006.
31. ISA, www.isa.com.co, ISA, Colombia, 2006.
32. UPME, www.upme.gov.co, UPME, Colombia, 2006.

33. COES SINAC, www.coes.org.pe, COES, Perú, 2006.
34. Ministerio de Energía y Minas, www.minem.gob.pe, MINEM, Perú, 2006.
35. OSINERG GART, www.cte.org.pe, OSINERG, Perú, 2006.