



Ecuador

Análisis del Sector Eléctrico



Corporación Andina de Fomento - CAF • Vicepresidencia de Infraestructura
Informes Sectoriales de Infraestructura • Año 5 N° 1 • enero de 2007

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN	2
II.	POBLACIÓN Y ECONOMÍA DE ECUADOR	3
III.	DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	5
	1. Antecedentes	5
	2. Importancia del sector eléctrico en la economía	6
	3. Marco regulatorio	7
	4. Disposiciones sobre recursos energéticos renovables no convencionales	11
	5. Instituciones del sector eléctrico	13
IV.	BALANCE DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	19
	1. Generación	21
	2. El mercado eléctrico mayorista	24
	3. Transmisión	32
	4. Distribución	34
V.	TARIFAS	38
	1. Principios tarifarios	38
	2. Categorías y grupos de tarifas	40
	3. Tarifa de transmisión	43
	4. Estructura tarifaria 2005-2006	43
	5. Perspectivas de las tarifas	46
VI.	TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD	47
	1. Antecedentes	47
	2. Modelación de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo	48
	3. Perspectivas de los mercados financieros a largo plazo en transacciones internacionales	52
VII.	DEMANDA EN EL MERCADO INTERNO	54
	1. Situación de la demanda actual de electricidad	54
	2. Proyección de consumo de energía eléctrica	55
	3. Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal	57
VIII.	PROBLEMÁTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	59
	1. Déficit tarifario	59
	2. Pérdidas en energía	61
IX.	PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	65
X.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67

I. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico ecuatoriano se encuentra en transición en su estructura, instituciones y regímenes de propiedad que buscan lograr niveles superiores de eficiencia. A partir de 1996, con las reformas del marco regulatorio realizadas, se ha creado un marco jurídico que estimula y requiere de la participación privada. Esto contrasta con la elevada participación del Estado a través del Fondo de Solidaridad en las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad, además de la mayor proporción en el suministro de combustibles fósiles por parte de Petrocomercial. A esto es importante mencionar que la deuda de las empresas generadoras pertenecientes al Fondo de Solidaridad para con Petrocomercial a marzo de 2005 ascendía a 157 millones de US\$¹. Asimismo la falta de inversiones para la expansión del sistema, especialmente en generación y transmisión, junto con el elevado porcentaje de pérdidas totales de energía y el déficit tarifario, constituyen los factores más relevantes de carácter endógeno. Ecuador, sin embargo, ha explorado con éxito soluciones innovadoras para promover la participación del sector privado por medio de la auto-generación por parte de las grandes empresas, la compra directa por grandes consumidores y la integración energética regional con sus vecinos colombianos y peruanos.

Existen áreas que requieren de mejoras para atraer las inversiones necesarias a fin de satisfacer la demanda que ha mostrado un elevado incremento en los últimos años. Es requerido disminuir las cuentas por cobrar y por pagar que existen entre los distintos actores, en particular entre las distribuidoras y generadoras, al 31 de septiembre de 2004 ambas sumaban aproximadamente US\$ 650 millones. Asimismo sólo las empresas distribuidoras que pertenecen al Fondo de Solidaridad al 31 de diciembre de 2005 en su mayoría generaron cuentas por pagar de aproximadamente US\$ 270 millones. Mientras que estas mismas empresas al finalizar el año 2005 presentaron utilidades netas contables negativas de aproximadamente US\$ 126 millones.

Por otro lado, durante el año 2005, se había estimado que la deuda por déficit tarifario se incrementaría en aproximadamente US\$ 237 millones², sin embargo, el crecimiento de la demanda, los elevados precios del petróleo y la severidad del reciente estiaje provocó un incremento en US\$ 300 millones.

También es importante reducir de forma significativa las pérdidas en energía que algunas empresas presentan. Con respecto a este punto, existe una elevada dispersión en la prevención de las mismas ya que algunas empresas presentan índices relativamente bajos mientras que otras presentan índices que podrían comprometer su viabilidad en el mediano y largo plazo. Adicionalmente, existe una elevada diferencia entre empresas en los niveles de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, lo

que requiere de estrategias diferenciadas en cada empresa para incrementar su eficiencia. El promedio de pérdidas totales del sector eléctrico para el año 2005 fue de aproximadamente 23%, de este porcentaje más del 50% fueron pérdidas no técnicas en distribución.

Otro elemento que es importante revisar es el establecimiento de mecanismos que de forma paulatina reduzca las transferencias del Tesoro Nacional hacia el sector. Excepto para la electrificación rural, donde aportes del Estado podrían ser necesarios para incrementar la cobertura del servicio, el sector debería generar los recursos necesarios de forma autónoma para cubrir sus costos operativos y de inversión, permitiendo una rentabilidad adecuada al capital invertido para permitir un financiamiento adecuado a las necesidades de expansión.

A pesar de que las tarifas del servicio eléctrico en Ecuador son relativamente altas comparadas con otros países de Sudamérica, las mismas a la fecha no cubren los requerimientos de las empresas por lo que se han producido subsidios que requieren de transferencias importantes del Estado. Existen muchas oportunidades dentro del sector para incrementar la eficiencia de las empresas a fin de lograr, en primer lugar, su fortalecimiento financiero que permita realizar las inversiones en la recuperación de las redes y de los equipos, así como cumplir con sus compromisos con otras empresas tales como la compra de energía para el caso de las distribuidoras, o la compra de combustible en el caso de las generadoras y en segundo lugar, para el caso de las distribuidoras, realizar inversiones para la expansión de las redes.

El problema tarifario se ha solucionado de forma parcial con la entrada de la segunda línea de interconexión con Colombia que ha reducido en casi un 25% el precio de la energía en el mercado de corto plazo. Se espera que se produzcan mayores reducciones con la entrada en operación de la línea con Perú y la tercera línea con Colombia, las cuales entrarían en servicio durante este año y en 2007 respectivamente. Así mismo, se espera que disminuya aún más los costos de la energía al reducirse la congestión en la línea que no permite equiparar los precios en los dos mercados. Si a esto agregamos los proyectos de generación en construcción en la etapa de planificación, así como una adecuada administración de las empresas estatales donde se introduzcan incentivos correctos, se espera que la brecha existente entre las tarifas y los costos del servicio se reduzcan considerablemente ya que se desplazaría generación ineficiente que está estableciendo el precio marginal en el mercado mayorista. Si adicionalmente se ejecuta un programa agresivo de reducción de las pérdidas a nivel de distribución, las cuales son muy elevadas como se mencionó anteriormente, podría no ser necesario incrementar las tarifas.

Este informe fue elaborado por Alberto Levy, ejecutivo principal de la DAPS. Contó con la valiosa colaboración de Sergio Daga, pasante de la DAPS.

1. Cenace (2005): Centro Nacional de Control de Energía-Problema del Sector Eléctrico Ecuatoriano.
2. Cifras oficiales obtenidas del Fondo de Solidaridad.

II. POBLACIÓN Y ECONOMÍA DE ECUADOR

A diciembre de 2005, el Instituto Ecuatoriano de Estadísticas y Censos (INEC) estima que en el país habían 13.215.089 habitantes y a la relación de 4,36 personas por vivienda se estima que había un total de 11.735.027 habitantes con servicio eléctrico, siendo la cobertura estimada de 88,8%³. El territorio ecuatoriano se encuentra dividido políticamente en 22 provincias y 44 municipios, con una tasa de crecimiento poblacional promedio del 2% anual en los últimos años. La estructura del territorio presenta regiones geográficas claramente delimitadas: la costa; franja que se encuentra sobre el Océano Pacífico; la sierra, que atraviesa el país de norte a sur; la zona amazónica ó región oriente, al este de la cordillera; y una región insular, donde se encuentran las islas del archipiélago Colón, en la provincia de Galápagos. La distribución de la población se muestra en el Cuadro 1.

Cuadro 1: Distribución de la población en relación a la región

Región	%
Costa	44,92
Sierra	49,82
Amazónica	4,51
Insular	0,15
No delimitadas	0,06
Total (miles)	13.215

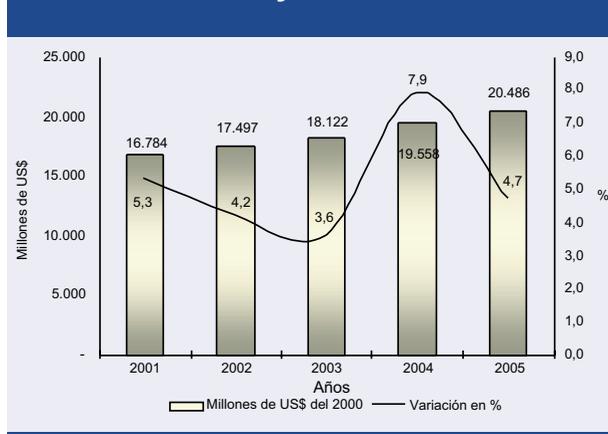
Fuente: INEC

La población urbana alcanza el 62,7% de la población total, previéndose que superará el 70% en 2015. En su mayoría, esta población se encuentra ubicada entre la Cordillera de los Andes y la costa del Océano Pacífico. Otro aspecto relevante es la existencia de zonas despobladas e incomunicadas producto de fronteras naturales que impiden el acceso a estas regiones (i.e. Amazónica e Insular). La ciudad más grande del país es Guayaquil con casi 2.045.000 habitantes equivalente al 15,6% del total, seguida por Quito con 1.494.000 habitantes, Cuenca con 280 mil y el resto dividido entre ciudades que no superan los 250 mil habitantes.

Ecuador es un país que se encuentra en un importante proceso de cambio en materia económica. La dolarización llevada a cabo en septiembre del año 2000 está generando transformaciones importantes. En los últimos años se observa una tendencia de fuerte declinación de

la tasa de inflación y un crecimiento importante de las exportaciones, tanto tradicionales como no tradicionales. Según el Banco Central de Ecuador y para el periodo 2001-2005, el dinamismo que la economía ha experimentado desde la dolarización se ha mantenido. El año 2005 el PIB cerró con un crecimiento del 4,7%, siendo 2004 el año en el que experimentó su mayor variación, específicamente de 7,9%, seguido por 2001 que cerró con un 5,3% de crecimiento (ver Gráfico 1). En promedio durante el periodo mencionado la tasa de variación anual del PIB fue de 5,1%, superior a la tendencia del 3%⁴. La variación del índice de precios al consumidor se ha mantenido estable, luego de registrar un crecimiento importante en el año 2003 de 7,9%, esta cifra a disminuido hasta ubicarse alrededor del 2%, y según el Fondo Monetario Internacional, esta cifra se mantendrá para el año 2006⁵.

Gráfico 1: Producto Interno Bruto en millones de US\$ y tasa de crecimiento



Fuente: BCE

El crecimiento registrado durante el periodo 2001-2005 se debió, en gran medida, al impulso petrolero de las empresas privadas. La participación de estas pasó de 44,2% en 2001 a 63,4% en 2005, fomentada en especial por la operación del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) a finales de 2003. El valor agregado petrolero (VAP) para el año 2005, sin embargo, presentó una tasa de -3,4%, luego de dos años de incrementos importantes⁶. Luego de la crisis económica de 1999, la industria petrolera en Ecuador presenta oscilaciones muy pronunciadas alcanzando su pico máximo y mínimo coincidentemente en el año 2003 (ver Gráfico 2).

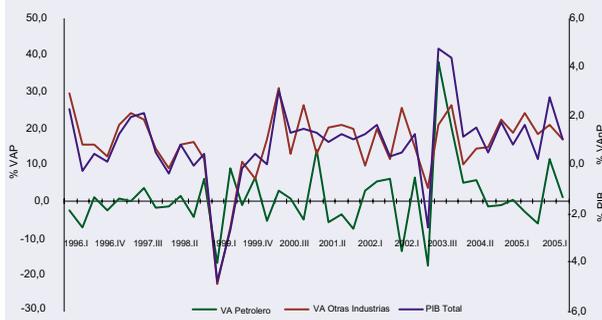
3. Conelec: "Plan Nacional de Electrificación 2006-2015".

4. Medida como la tasa de crecimiento promedio del periodo 1990-2005. Banco Central del Ecuador.

5. IMF (2005): "World Economic Outlook".

6. El valor agregado petrolero constituye la agregación del valor agregado de solamente las siguientes industrias: extracción de petróleo crudo y refinación de petróleo.

Gráfico 2: Variación % VAP, VanP y PIB total



Fuente: BCE

Por su parte el valor agregado no petrolero (VanP), muestra una tendencia más ó menos estable. Su pico más alto fue alcanzado a finales del año 2000 cuando su crecimiento superó al del PIB total. La industria que sobresale dentro de este componente es la manufacturera cuyo crecimiento en el año 2005 fue de 9%, debido principalmente a la variación positiva presentada en la elaboración y conservación de camarón. Es importante mencionar que la volatilidad mostrada por la industria del petróleo durante la última década representa una mayor dispersión en los ingresos que el Estado Ecuatoriano pueda recibir por concepto de impuestos y regalías⁷.

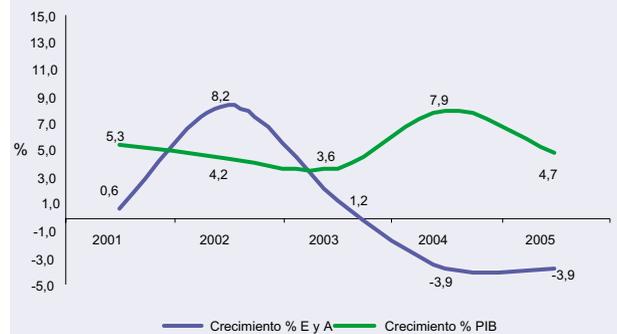
Este último punto debe ser tomado muy en cuenta a la hora de aplicar políticas de subsidio desde este sector hacia otras industrias de la economía, sobretodo la eléctrica, dado que primero, la oferta energética resultante de la producción térmica es muy relevante (43,1% el año 2005) y sobretodo el mayor proveedor de carburantes a nivel local es la empresa petrolera estatal Petrocomercial.

La tendencia creciente de la economía ha permitido que el PIB per cápita alcance niveles previos a la crisis de 1999. Para el año 2005, alcanzó la cifra de US\$ 1.550 en términos reales. Sumado a la devolución de los fondos de reserva del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, originó que el consumo final de los hogares aumente, representando el 6,4% del PIB. Otro aspecto que ayudó al crecimiento en el consumo de los hogares fue la mejora del índice del salario real del 3% así como el ingreso al país de aproximadamente US\$ 2.000 millones por remesas del exterior.

Por otro lado, las exportaciones registraron una tasa de crecimiento promedio de 7,8% para el periodo 2001-2005. Las importaciones, por su parte, han experimentado un crecimiento promedio de 9,6% en el mencionado periodo. En los dos últimos años, sin embargo y de acuerdo con el Banco Central del Ecuador, el crecimiento real de las importaciones ha sido de 11% y 13% respectivamente. Un aspecto relevante para la industria eléctrica en Ecuador es que las importaciones de maquinaria y equipo crecieron alrededor del 20% para el año 2005, siendo los equipos y aparatos de radio, televisión y comunicaciones los más importantes.

En el año 2005 el crecimiento de algunas industrias fue muy relevante, tal es el caso de la pesca con 16%, industrias manufactureras (excluye refinación de petróleo) con 9% e intermediación financiera con 17,2%. El suministro de electricidad y agua, durante el periodo 2001-2005, presentó una variación promedio positiva de 0,44%, alcanzando el nivel más alto en 2002 con 8,2%, debido al incremento de la energía total producida, tanto hidráulica como térmica. Los niveles más bajos de crecimiento se presentaron en los años 2004 y 2005, ambos con -3,9%, según el Conelec, a causa de la falta de inversión, el incremento de las importaciones y el creciente uso de combustibles para la producción termoeléctrica⁸ (ver Gráfico 3).

Gráfico 3: Crecimiento % del PIB vs. crecimiento % del suministro de electricidad y agua



Nota: El crecimiento del suministro de electricidad y agua está en función del valor generado de esta industria en relación al PIB nominal de cada año. Fuente: BCE

7. Los impuestos a las empresas petroleras privadas se resumen en 25% sobre la utilidad, 12% de IVA, 17-25% de regalías y 50% sobre el excedente del precio pactado entre el Estado y las empresas privadas.
8. Conelec (2006): Consejo Nacional de Electricidad-Resumen Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2005.

III. DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

1. Antecedentes

El sector eléctrico ecuatoriano ha pasado por tres etapas en su vida institucional. La primera, que se inició a finales del siglo XIX y principios del siglo XX, fue dominada por la presencia de empresas verticalmente integradas de carácter privado ó público que tenían un límite geográfico más ó menos definido y que básicamente servían a las grandes poblaciones urbanas. A partir de 1961, se inicia la segunda etapa con la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (Inecel), integrándose todas las empresas públicas prestadoras del servicio con el objeto de capturar las sinergias en el funcionamiento y gestión, así como planificar y distribuir centralizadamente los recursos, inversiones y expansión de los sistemas para electrificar rápidamente el país, que para ese entonces presentaba índices de penetración relativamente bajos. La empresa estatal Inecel tenía bajo su responsabilidad todas las actividades relacionadas con la oferta y planificación del sector eléctrico, incluyendo la regulación, determinación de tarifas, construcción y operación de las redes.

El Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) inicia sus operaciones en 1966. En 1970 se inicia la producción petrolera y el Inecel recibiría el 50% de las regalías, iniciándose la construcción de los más importantes proyectos hidroeléctricos extendiendo el S.N.I logrando la integración eléctrica de gran parte del país. Empresas verticalmente integradas brindan el servicio en sistemas aislados, sirviendo poblaciones alejadas de los centros urbanos, principalmente en el oriente, en el sur y en la Provincia de Galápagos.

En los años setenta se promulgó la Ley Básica de Electrificación y se desarrolló el "Plan Integral de Transformación y Desarrollo 1973-1977", otorgándole al Estado la responsabilidad exclusiva de la generación de electricidad, iniciándose así la construcción de los grandes proyectos hidroeléctricos y centrales termoeléctricas comenzando con la central hidroeléctrica de Pisayambo. En 1982 se terminó la construcción de la etapa inicial de la presa Daniel Palacios de la Central Hidroeléctrica Paute de 500 MW y para 1992 se completó la central con 575 MW adicionales, siendo este complejo actualmente el más

grande del país. En 1987 se inauguró la Presa Agoyán de 160 MW. Estas obras, junto con la expansión de los sistemas de distribución a lo largo del país, permitieron que la energía generada en Ecuador pasara de 128 GWh en la década de los cuarenta a 7.592 GWh al finalizar la década de los ochenta.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), aprobada por el Congreso Nacional el 18 de septiembre de 1996 y modificada el 2 de enero, 19 de febrero y 30 de septiembre de 1998, el 13 de marzo y 18 de agosto de 2000 y el 29 de septiembre de 2006, define el nuevo rol del Estado frente a la actividad eléctrica, promoviendo la inversión privada y creando nuevas instituciones a los fines de hacer más eficiente el sector. De esta forma, se crea el Consejo Nacional de Electricidad (Conelec), que en representación del Estado asume las funciones de planificación, regulación, control y fijación de tarifas. Además, el Conelec se encarga de otorgar las concesiones y en general de supervisar y garantizar el funcionamiento del mercado eléctrico. Se crea el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), que planifica la operación integrada del S.N.I, realiza el despacho de cargo en tiempo real y al mínimo costo, haciéndose responsable de las operaciones técnicas, comerciales y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), así como del manejo y liquidación de las transacciones internacionales. La ley dispone además, la creación de las empresas eléctricas concesionarias de generación, transmisión, distribución y comercialización.

La LRSE dispone que todas las acciones del Inecel en las empresas del sector sean transferidas al Fondo de Solidaridad, así como las deudas permanezcan en cabeza de las mismas empresas. Ordena que las instalaciones de generación y transmisión se constituyan en empresas de régimen privado de generación y transmisión según corresponda y pasen a ser propiedad del Fondo de Solidaridad (FS). De acuerdo con el mandato de la ley, hasta el 31 de enero de 1999, y junto con la culminación de la vida jurídica del Inecel se formaron las siguientes empresas generadoras: Termoesmeraldas, Termopichincha, Electroguayas, Hidropaute, Hidropisayambo, Hidroagoyan; así como la Empresa Nacional de Transmisión Transelectric. El régimen de propiedad es mixto en generación Del total de energía producida en Ecuador durante 2005, el 20,6% se generó en centrales privadas, cifra superior al 17% generada el año 2004.

En relación con las distribuidoras, el Estado central a través del Fondo de Solidaridad, es su accionista mayoritario. También participan los niveles provinciales y locales en variadas proporciones. La distribución se encuentra en manos públicas, excepto en el caso de la antigua empresa de distribución de la ciudad de Guayaquil. La empresa Emelec, la única distribuidora privada del país, se encuentra bajo control de un fideicomiso para cancelar las deudas a los acreedores del Banco del Progreso después de declararse su bancarrota en el año 2000. En 2003 se terminó la concesión otorgada a Emelec y se creó la Corporación de Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) con el fin de dar continuidad al servicio de energía y resolver el destino de los activos de las empresas de generación y distribución. En términos de transferencia de propiedad, los intentos del gobierno de privatizar la distribución no han sido exitosos. En 2002, el Congreso de Ecuador aprobó una resolución de rechazo a la privatización y un tribunal constitucional falló que esas ventas eran contrarias a la Constitución.

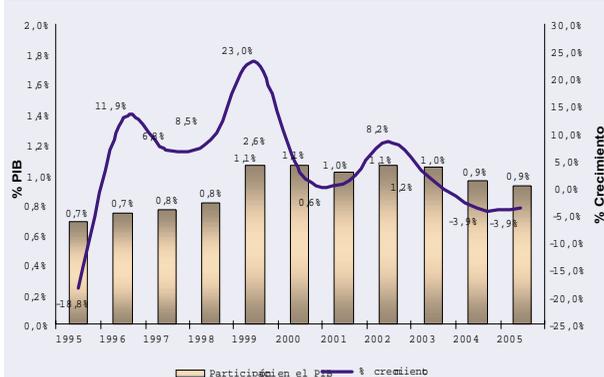
2. Importancia del sector eléctrico en la economía

La participación del sector eléctrico⁹ en el PIB real durante la última década, como se muestra en el Gráfico 4, se ha mantenido más ó menos constante y a una tasa promedio que no alcanza el 1%, por su parte el crecimiento de este sector, independientemente de su relación al PIB, evidencia un comportamiento volátil y menos

estable. En este gráfico se muestra que luego de las reformas instauradas en el sector, el crecimiento del mismo alcanzó su máximo crecimiento el año 1999, luego debido a la falta de inversión sobretodo en generación el crecimiento fue marginal (0,6%). En el año 2002 gracias a las inversiones realizadas en el Sistema Nacional de Transmisión, el crecimiento alcanzó un 8,2% posteriormente disminuyendo hasta alcanzar tasas negativas.

Otro indicador importante es el de intensidad eléctrica del PIB, medida como la electricidad generada por unidad de producto. Como se muestra en el Gráfico 5, la intensidad eléctrica del PIB en Ecuador durante la última década es decreciente, sin embargo no existe evidencia de que dicho decremento se deba a un incremento en la eficiencia energética, ya que sólo desde 2001 se necesita de cada vez menos electricidad para cada dólar de producto interno bruto. Desde 1996 hasta el año 2005, la intensidad eléctrica sólo ha disminuido en un 14%, mientras que en algunos países de la región andina con características similares a las de Ecuador, esta disminución es mucho mayor, por ejemplo en Bolivia desde 1990 hasta 2004 la intensidad eléctrica del PIB ha disminuido en 52%. Es importante mencionar que la disminución en la intensidad eléctrica se puede deber tanto al incremento en la eficiencia energética ó sustitución de la electricidad por otro energético. En Ecuador al igual que en Bolivia se esperaría que existiese una combinación de ambos, posiblemente por la sustitución de petróleo en el primero y de gas natural en el segundo, si se tratase de sustitución energética.

Gráfico 4: Participación y crecimiento del sector eléctrico en el PIB real



Fuente: CEPAL, Conelec, cálculos propios

Gráfico 5: Intensidad eléctrica del PIB

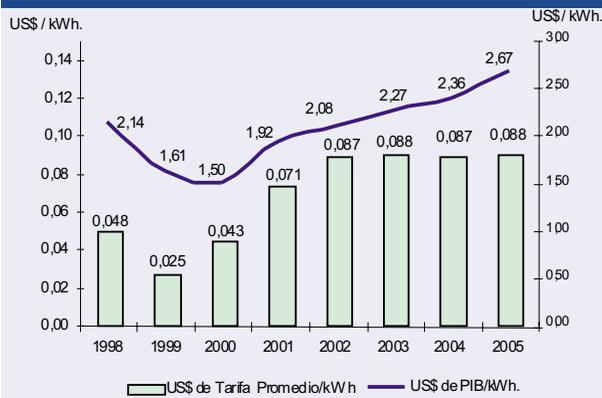


Fuente: Conelec, Comunidad Andina, cálculos propios

9. Técnicamente se refiere a la industria de suministro de electricidad y agua pero se estima que el comportamiento del sector agua es mucho más estable, por lo que las variaciones de este índice se pueden asignar al sector eléctrico.

Durante los últimos ocho años, la economía ecuatoriana en promedio ha producido US\$. 2,07 de PIB por cada kWh a una tarifa promedio ponderada de US\$ 0.067 para el período. Es decir que del total producido en el país, la energía eléctrica representa un 3,8%. La tendencia de la producción por cada kWh a partir del año 2001 y como se muestra en el Gráfico 6 es claramente creciente, sin embargo la eficiencia energética se expresaría si a un menor costo se produce más. Durante los años 1999 y 2000 se registraron los menores niveles de riqueza interna por kWh de electricidad generada debido principalmente a la recesión económica.

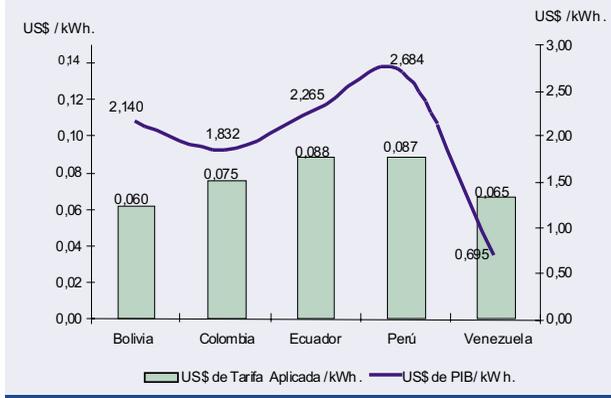
Gráfico 6: US\$ de PIB / kWh vs. US\$ de tarifa promedio/kWh



Fuente: Conelec, Comunidad Andina, estimaciones y cálculos propios

Una mayor eficiencia energética se expresaría en menores costos y mayor producción. En base a los datos del año 2003, Ecuador en relación a los países de la región andina tenía un comportamiento medio, ya que como se muestra en el Gráfico 7 la relación entre la tarifa a la que se vendía la energía a los consumidores finales regulados y el producto total por kWh generado, fue menor que dicha relación registrada en Colombia y Venezuela, pero mayor a la registrada en Bolivia y Perú. En Venezuela el costo de adquirir la energía por parte de los consumidores finales significó un 9,3% del producto total por kWh generado, mientras que en Colombia la relación fue de 4,07%. Por su parte Bolivia y Perú son los países andinos que en base a los datos de 2003, alcanzan una eficiencia energética importante, para Bolivia el costo tarifario representó un 2,8% de la producción total interna y en Perú dicha cifra fue de 3,2%. En el caso de estos dos últimos países, el bajo impacto de los gastos en electricidad pro unidad de producto podría deberse también a las relativamente bajas coberturas del servicio.

Gráfico 7: US\$ de PIB / kWh vs. US\$ de tarifa promedio / kWh en 2003



Fuente: CAN, SDE-Bolivia, CREG-Colombia, Conelec, MEM-Perú, MEM-Venezuela, cálculos propios

El sector eléctrico se ha caracterizado por ser un sector intensivo en el uso de capital, por lo que siempre ha representado un porcentaje marginal de la fuerza de trabajo empleada. Durante el año 2005, el 0,5% de la población empleada se encontraba en el sector de suministro de electricidad y agua. En general, la participación laboral en esta industria por parte de los países andinos es baja, aproximadamente entre 0,2% y 0,61%¹⁰.

3. Marco regulatorio

El marco regulatorio está conformado por las instituciones, leyes, reglas y normas que gobiernan las relaciones entre los diferentes agentes del sector. La LRSE y su reglamento tienen como principios y objetivos fundamentales los siguientes¹¹:

- El Estado debe proporcionar un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social.
- Es facultad del Estado delegar al sector privado, por medio de concesiones, asociaciones, y capitalizaciones el traspaso de la propiedad accionaria o de cualquier otra forma contractual, de las actividades de generación y los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las actividades de importación y exportación de esta energía. A pesar que la actividad de transmisión puede ser delegada a otros sectores de la economía, la ley promueve que las inversiones tengan origen público y la misma será desarrollada a nivel nacional por una única empresa.

10. Comunidad Andina (2006).

11. Reglamento Sustitutivo al Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico expedido mediante Decreto Ejecutivo 754, publicado en el Registro Oficial 182 del 22/10/1997 que deroga al Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, R. O. S. No. 82 del 4 de diciembre de 1996. Reformado el 11 y 26 de noviembre de 1997 y el 15 de octubre de 2003.

- Se deberá promover la competencia en aquellas actividades en que sea posible atrayendo inversiones de riesgo del sector privado que aseguren el suministro a largo plazo. Aquellas actividades que presenten características de monopolios naturales, tales como la transmisión y la distribución, serán reguladas, asegurando que las tarifas permitan una rentabilidad razonable a los productores y proveedores de servicios, y simultáneamente sean justas para el consumidor, promoviendo la conservación y el uso eficiente de la energía. Permitirá el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, asegurando la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones. La actividad de distribución se realizará de forma exclusiva en las zonas geográficas establecidas en el contrato de concesión.
- Facultar al Estado para que, durante un período de transición hacia la estructuración de mercados competitivos, suscriba contratos de compra-venta de potencia y energía con empresas distribuidoras en las que el Estado fuere titular de la mayoría del capital accionario para garantizar el pago al generador.
- Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos.
- Incrementar la cobertura del servicio, en particular en el sector rural.
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.
- Separación de actividades. Las empresas del sector privado no podrán ejercer de forma conjunta dos o más de las actividades de generación, transmisión y distribución. La ley exige la separación jurídica y económica de estas actividades¹².
- Libre acceso a las redes. Específicamente se prohíbe restringir el acceso y en general ejercer actividades discriminatorias entre distintos actores.
- Independencia del regulador. Esta independencia no es absoluta. Por un lado, el Ministerio de Economía y Finanzas debe aprobar el presupuesto de funcionamiento del ente. Por el otro, el nombramiento de un elevado número de directores del Conelec por el Presidente de la República puede restar independencia a este organismo. Hasta septiembre de 2006, la LRSE ordenaba que tres de los seis directores fuesen nombrados por el Presidente de la República, pero a partir de esta fecha este requerimiento ha sido reducido a uno, incrementando la independencia del organismo regulador.
- Independencia del operador de la red y administrador del mercado. El operador de la red y administrador del mercado es el Cenace, el cual tiene independencia operativa. Su cuerpo decisorio está balanceado entre los distintos actores relevantes del sector. La concentración de la propiedad en manos del estado se refleja en la composición de la directiva del operador.
- Competencia en la actividad de generación. A pesar de que no se ha podido privatizar las empresas de generación, se ha implementado normativa que genera mayor competencia en generación al permitirse la cogeneración y autogeneración de una forma muy avanzada. El autoprodutor puede vender sus excedentes en el MEM, a empresas de distribución o a grandes consumidores. Además, el consumo propio del autoprodutor puede estar distribuido en múltiples localidades, requiriendo pagar los peajes de transmisión y distribución que corresponda.

El marco regulatorio de Ecuador es moderno y establece los elementos para el funcionamiento del sector eléctrico bajo un esquema de elevada participación privada. Los aspectos más sobresalientes son:

- Separación de funciones. El nivel ejecutivo, por medio del Ministerio de Energía y Minas y en particular a través de la Subsecretaría de Electricidad, formula las políticas sectoriales mientras que el Conelec se encarga de regular todos los servicios y actividades del sector.

Otros instrumentos regulatorios importantes se muestran en el Cuadro 2 presentado a continuación, donde se refleja la orientación a la captación de capitales privados en todas las actividades del sector¹³.

12. No es claro a que se refiere la separación económica. En diferentes países se tienen tres clases de separación. La primera, la cual es la más laxa, es la contable, requiriéndose que se tengan separadas las cuentas contables de las distintas actividades para el cálculo de las tarifas de las actividades reguladas y evitar que actividades competitivas sean subsidiadas por actividades reguladas. La segunda es la separación jurídica que obliga a que se tengan distintas empresas para cada una de las actividades. La tercera forma de separación es la separación patrimonial, donde se prohíbe que un mismo grupo empresarial o donde existan afiliaciones de propiedad, posean intereses en más de una actividad. Se estima que en Ecuador se exija la separación jurídica, pero se tiene que un número importante de empresas no cumplen con esta condición, realizando conjuntamente las actividades de generación y distribución.

13. Debido a la baja participación del sector privado en la actividad de generación y la nula participación en las actividades de transmisión y distribución, las empresas básicamente responden a las exigencias del Estado que a su vez vela por los intereses de los consumidores, por lo que este andamiaje institucional en las actuales circunstancias podría no ser requerido. Esto cambiaría, sin embargo, si el Estado logra transferir las empresas o la gerencia de las mismas al sector privado.

Cuadro 2: Principales normas y regulaciones en el sector eléctrico

Nombre	Reg. Oficial	Observaciones	Objeto
Ley de Modernización del Estado, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos por parte de la iniciativa privada	349 de 1993-12-31		Establece los principios que rigen la transformación de las actividades del Estado, a fin de hacerlo más efectivo, eficiente, más justo y transparente en sus actuaciones, promoviendo la descentralización y desconcentración. Define las áreas de actuación en la modernización.
Reglamento Constitutivo del Consejo de Modernización del Sector Eléctrico (Comosel)	287 de 1998-03-31		Establece las funciones de este consejo a fin de permitir la transferencia de las empresas propiedad del Estado al sector privado.
Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica	290 de 1998-04-03	Reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 1581, publicado en el Registro Oficial No. 340 de 16 de diciembre de 1999. Reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 2244, publicado en el Registro Oficial No. 465 de 19 de noviembre de 2004.	Establece las reglas y procedimientos generales bajo los cuales el Estado podrá delegar sin de terceros sectores de la economía las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como regular la importación y exportación de energía eléctrica.
Reglamento para la Administración del Fondo de Electrificación Rural-Urbano Marginal (FERUM)	373 de 1998-07-31		Establece el origen y manejo de fondos para financiar los proyectos, así como pautas para la elaboración de los proyectos, su evaluación y ejecución.
Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad	134 de 1999-02-23	Reformado a través de la Disposición General del Reglamento de Garantías para Compraventa de Energía publicado en el Registro Oficial No. 316 de 11 de Noviembre de 1999.	Contiene las normas generales que deben observarse para la prestación del servicio eléctrico de distribución y comercialización; y, regula las relaciones entre el Distribuidor y el Consumidor, tanto en los aspectos técnicos como en los comerciales.
Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado	134 de 1999-02-23		Se asigna la responsabilidad del abastecimiento de energía al mercado al Cenace, así como la planificación de la operación y programación de mantenimiento de las centrales de generación y la operación y supervisión del SIN; se definen los actores que pueden participar en el mercado mayorista de electricidad y la metodología para el despacho.
Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas	396 de 2001-08-23		Se asigna la responsabilidad de la evaluación del impacto ambiental y la supervisión y cumplimiento de los planes de manejo ambiental al Conelec; se establecen los procedimientos y medidas aplicables a fin de mitigar los impactos negativos de las actividades de oferta.
Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución	365 de 2001-07-10	Reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 1785, publicado en el Registro Oficial No. 400 de 29 de agosto de 2001. Reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 910, publicado en el Registro Oficial No. 190 de 15 de octubre de 2003.	Establece las normas para solicitar, otorgar y mantener el libre acceso a la capacidad existente o remanente de los sistemas de transmisión o distribución requerida por los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, así como las condiciones para cumplir con las obligaciones que tienen los transportistas en otorgar dicho acceso. Incluye normas para el acceso a interconexiones internacionales.
Reglamento sobre el Control de Abusos de posiciones monopólicas en las Actividades del Sector Eléctrico	408 de 2001-09-10	Reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 2410, publicado en el Registro Oficial No. 527 de 5 de marzo de 2002. Reformado mediante Resolución del Tribunal Constitucional No. 029-2002 publicado en el Registro Oficial No. 94 de 2 de junio de 2003.	Dado que las actividades de transporte de energía son monopolios naturales y las actividades de generación y comercialización son oligopólicas en mercados en desarrollo, es requerido establecer controles para evitar la colusión, prácticas predatorias, excesiva concentración de la propiedad, acuerdos restrictivos de la competencia, discriminación, transacciones desleales entre empresas relacionadas que afecten la competencia.

continúa en la siguiente página

Nombre	Reg. Oficial	Observaciones	Objeto
Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista	191 de 2003-10-16	Deroga al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 593 publicado en el Registro Oficial No. 134 de 23 de enero de 1999 y sus reformas. Reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 1540, publicado en el Registro Oficial No. 310 de 8 de abril de 2004.	Establece las normas para la administración de las transacciones financieras del MEM a cargo del Cenace. Se define la conformación y funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, la determinación de los derechos y obligaciones de los participantes, la formulación de principios para la fijación de los precios de las transacciones, la formulación de principios para la liquidación de todas las transacciones que se produzcan MEM, la formulación de principios para el cumplimiento de los contratos a plazo en el MEM y, la aplicación de sanciones en caso de incumplimiento.
Codificación del Reglamento de Tarifas	598 de 2002-06-17 645 de 2002-08-21 735 de 2002-12-31	Deroga al Reglamento de Tarifas expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 228 publicado en el Registro Oficial No. 54 de 26 de octubre de 1998. La derogatoria se produjo expresamente mediante Decreto Ejecutivo No. 2971, numeral 74, publicado en el Registro Oficial No. 647 de 23 de agosto de 2002. Reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 1248 de 31 de diciembre de 2003 publicado en el Registro Oficial No. 250 de 13 de enero de 2004.	Establece las normas y los procedimientos que se emplearán para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final. Los costos para la determinación de las tarifas comprenderán los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el Valor Agregado de Distribución (VAD) de empresas eficientes.
Reglamento de Garantías de pago de los contratos de compraventa de potencia y energía		Deroga el Reglamento de garantías para la Compraventa de energía expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 1423 publicado en el Registro Oficial No. 316 de 11 de noviembre de 1999, mediante Decreto Ejecutivo No. 2971, numeral 73, publicado en el Registro Oficial No. 647 de 23 de agosto de 2002.	Permite la emisión de garantías de las empresas distribuidoras en la que el Estado tiene una mayoría para dar seguridad a los contratos de compra-venta de energía con los generadores. Define las condiciones bajo las cuales se podrán otorgar garantías, la emisión de contragarantías por parte del Estado para la obtención de fondos de organismos multilaterales, el procedimiento y la contraparte de las empresas en la emisión de garantías.
Reglamento para Transacciones Internacionales de Electricidad		Reformado mediante Decreto Ejecutivo No. 3613, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 3 de 20 de enero de 2003.	Establece las normas para la administración de las transacciones técnicas y comerciales de importación y exportación de electricidad que se produzcan en el Mercado Eléctrico Mayorista con base en los acuerdos logrados a partir de la suscripción de la Decisión 536 de la CAN.

Fuente: Leyes, normas y reglamentos presentados por el Conelec.

Recientemente, el 29 de septiembre de 2006 fue publicado en la Gaceta Oficial la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que considera entre otros, los siguientes puntos:

- Reconocimiento del déficit tarifario ocasionado por la aplicación de tarifas que están por debajo de los costos, durante el período comprendido entre 1° de abril de 1999 y 31 de diciembre de 2005¹⁴, limitando su monto a 950 MM US\$.¹⁵ Este monto deberá aplicarse, en primera instancia, para el cruce de cuentas entre el MEF por las antiguas deudas no canceladas del Inecel, deudas a Petrocomercial y deudas a los generadores. El sobrante deberá ser invertido en proyectos para la reducción de pérdidas¹⁶.
- Obligación del gobierno de incorporar en el Presupuesto General del Estado, los recursos correspondientes, en caso de optar por un esquema de subsidios, al fijar tarifas inferiores a los costos.

14. Se estima que durante 2006 se generará un déficit tarifario adicional de unos US\$ 300 millones. El presupuesto de la nación incorpora US\$ 180 millones, los cuales han sido utilizados para reducir la deuda a Petrocomercial para permitir que ésta continúe con los envíos de combustible a las plantas de generación térmica.

15. La Ley ordena que estos montos no causarán recargos por multas, tasas, intereses o cualquier otro sobrecosto.

16. Cálculos preliminares indican que este sobrante suma únicamente unos US\$ 200 MM. Las deudas con los generadores que tienen las empresas distribuidoras que poseen mayores pérdidas y por lo tanto con mayores requerimientos de inversión para disminuirlos, son mayores a su déficit tarifario. Dado que estas empresas tampoco tienen un perfil crediticio para buscar recursos de forma autónoma, será requerido el auxilio del Estado para revertir la situación en que se encuentran.

- Garantía de pago a los generadores que entreguen su energía a través de contratos de compraventa de potencia y energía que suscriban las empresas distribuidoras en las que instituciones del Estado tengan participación accionaria superior al 50% y el precio medio de la compraventa de potencia y energía sea al menos menor en un 10% que el precio referencial de generación (PRG) vigente al momento de la suscripción del contrato.
- Mecanismos para dotar a las empresas distribuidoras de administraciones eficientes.
- Tipificación como delito de hurto, la manipulación de equipos de medición de energía eléctrica y la ejecución de conexiones directas, en perjuicio de las empresas proveedoras del servicio.

Esta Ley avanza en aspectos positivos, como por ejemplo el refuerzo de la independencia del regulador y de los directorios de las empresas, el mandato de un plan de reducción de pérdidas en un período de seis meses, y la obligación de cubrir algunos subsidios en el presupuesto. No se garantiza, sin embargo, los recursos para que las empresas acometan las inversiones requeridas para salir del ciclo actual de desinversión y reducción de ineficiencias, tanto técnicas como financieras y comerciales.

El Decreto Ejecutivo No. 1.691 de 25 de julio de 2006 tiene el objetivo de garantizar la continuidad y suministro de la energía eléctrica de la ciudad de Guayaquil, mediante una administración apolítica, profesional y eficaz del sistema. Se modifican los estatutos de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) y posibilita la contratación de un operador especializado en el servicio de distribución y comercialización con el objetivo de mejorar los índices técnicos y comerciales, a través de un proceso de licitación pública internacional. A la fecha de elaboración de este informe, 4 empresas han adquirido las bases de licitación.

El Conelec ha ajustado de manera progresiva a través de regulaciones, los requisitos para ser considerado "Gran Consumidor", y su procedimiento para su clasificación ante el Conelec. Según la regulación vigente 001/06, el principal requerimiento consiste en registrar un promedio de demandas máximas mensuales igual o mayor a 650 kW durante los seis meses anteriores al de la solicitud, así como un consumo de energía mínimo anual de 4.500 MWh.

4. Disposiciones sobre recursos energéticos renovables no convencionales

El Gobierno Nacional recientemente y como forma de incentivar la inversión en el sector sobretodo en generación, remitió al Congreso Nacional el proyecto de Ley de Beneficios Tributarios para nuevas inversiones productivas, generación de empleo y prestación de servicios, la cual se constituyó en Ley de la República el 18 de noviembre de 2005. Esta Ley establece los beneficios tributarios temporales a las empresas que se instalen en el país para desarrollar proyectos de generación hidroeléctrica y generación basada en fuentes no convencionales, que produzcan energía a precios competitivos. Complementario a esto, mediante Decreto Ejecutivo No. 883 del 28 de noviembre de ese mismo año, se declaró como política de estado la prioridad para proyectos de generación y autogeneración de energía eléctrica, con gas y fuentes no convencionales.

Es importante mencionar que la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considera altos costos iniciales de inversión, sin embargo estos se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales. Para ello el Conelec a través de la Regulación No. 004/04 estableció los precios, periodos de vigencia y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al S.N.I y sistemas aislados cuando los generadores utilizan fuentes renovables no convencionales. En dicha regulación las energías renovables no convencionales son las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotérmica y nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas.

- Central a biomasa: aquella que genera electricidad utilizando como combustibles: residuos forestales, residuos agrícolas, residuos agroindustriales y ganaderos y residuos urbanos.
- Central a biogás: aquella que genera electricidad utilizando como combustible el biogás obtenido en un digestor como producto de la degradación anaerobia de residuos orgánicos.
- Central eólica: aquella que genera electricidad en base a la energía cinética del viento.

- Central geotérmica: aquella que genera electricidad utilizando como energía primaria el vapor proveniente del interior de la tierra.
- Central no convencional: aquella que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaicas), viento (eólicas), agua (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas, las mismas que, por su relativo reciente desarrollo y explotación, no han alcanzado todavía un grado de comercialización para competir libremente con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido.
- Central solar fotovoltaica: aquella que genera electricidad en base a la energía de los fotones de la luz solar, que al impactar las placas de material semiconductor del panel solar fotovoltaico, desprenden los electrones de su última órbita, los mismos que al ser recolectados forman una corriente eléctrica.
- Pequeñas centrales hidroeléctricas: aquellas con generación a base de centrales hidroeléctricas con capacidad instalada igual o menor a 10 MW.

El último punto es relativamente importante, ya que según la regulación, para las demás tecnologías renovables no convencionales los precios de la energía así como su vigencia de aplicación, serán aplicados si la potencia efectiva instalada no supera las 15 MW. En el caso que alguna central produzca energía superior a dicho límite, el excedente deberá ser comercializado como cualquier otra central convencional.

El Cenace, se compromete a despachar toda la energía proveniente de las centrales no convencionales hasta el límite de 2% del total despachado, si dicho límite es superado las demás centrales serán despachadas en función del mérito económico, en base al costo variable de producción. Al igual que las centrales convencionales, el punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el sistema de transmisión o distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida. El generador es el encargado de instalar todos los equipos de conexión, control, protección y medición cumpliendo con la normativa

vigente sobre la materia. Los precios a reconocer por la energía medida en el punto de entrega se muestran en el Cuadro 3.

Cuadro 3: Precios de energía para generación renovable no convencional

Centrales	Precio (US\$ c / kWh)	Precio (US\$ c / kWh)
	Territorio Continental	Territorio Insular Galápagos
Eólicas	9,31	12,10
Fotovoltaicas	28,37	31,20
Biomasa y Biogás	9,04	9,94
Geotérmicas	9,17	10,08
Peq. Cent. Hidroeléc. hasta 5 MW	5,80	6,38
Peq. Cent. Hidroeléc. mayores a 5 MW hasta 10 MW	5,00	5,50

Fuente: Conelec-Regulación 004/04

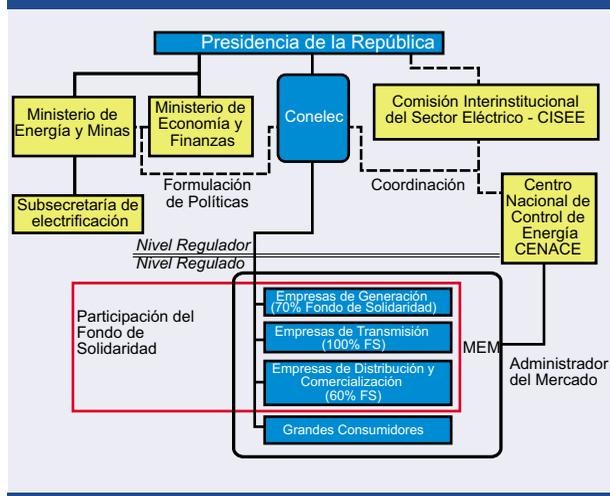
Los precios mencionados estarán vigentes durante 12 años para todas las empresas que hubieran suscrito sus contratos hasta el 31 de diciembre de 2006. Cumplido dicho periodo las centrales renovables no convencionales operarán en el MEM, o si su caso lo requiere en los sistemas aislados, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional. A los precios fijados para la energía medida en el punto de entrega, se sumará un pago adicional por transporte, únicamente en el caso de requerirse la construcción de una línea de transmisión, para evacuar la energía de la central hasta el punto de conexión con el Sistema. Este pago adicional se lo efectuará si el sistema requerido para la conexión al punto de entrega es construido en su totalidad por el propietario de la central de generación. El pago adicional por Transporte es de 0,06 centavos US\$/kWh/Km., con un límite máximo de 1,5 centavos US\$/kWh/Km.

El Cenace sobre las bases de los precios establecidos liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales bajo las normas de liquidación de los generadores convencionales. Estos precios son también aplicables a los sistemas no incorporados, la energía entregada por este tipo de generadores se la considerará, para efectos de liquidación, como entregada al MEM, y su costo se distribuirá entre todos los agentes. El Cenace determinará entre los generadores y distribuidores el proceso para efectuar la liquidación.

5. Instituciones del sector eléctrico

El sector eléctrico ecuatoriano mantiene una estructura institucional como se muestra en la Ilustración 1. Estas instituciones tienen como objetivo general lograr el buen control y la administración eficiente, promover la competitividad y desarrollo del sector eléctrico. Los principales organismos son: el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Economía y Finanzas, el Consejo Nacional de Electricidad (Conelec), el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) y el Fondo de Solidaridad (FS).

Ilustración 1: Estructura institucional del sector eléctrico ecuatoriano



Fuente: Conelec

Ministerio de Energía y Minas

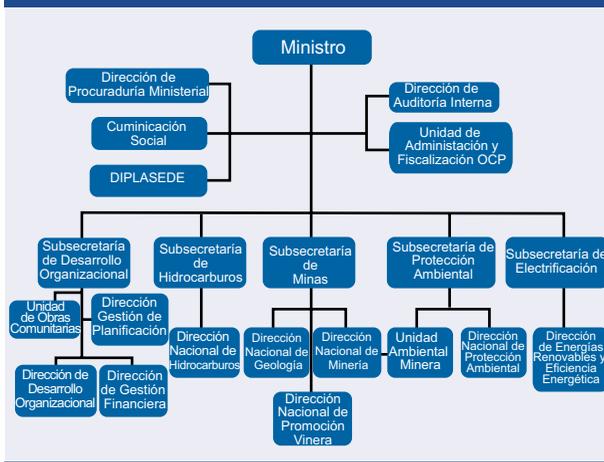
El Ministerio de Energía y Minas (MEM) tiene la misión de diseñar, establecer e impulsar las políticas energética y minera de Ecuador; promoviendo su desarrollo con criterios ambientales de sustentabilidad; controlar y fiscalizar su cumplimiento en armonía con la legislación vigente a fin de garantizar la seguridad jurídica con todos los actores del sector público y privado. El MEM con la intención de cumplir su misión, se ha propuesto cumplir los siguientes objetivos:

- Contribuir al desarrollo socialmente equitativo, regionalmente equilibrado, ambientalmente sustentable y democráticamente participativo.

- Promover la inversión nacional y extranjera, precautelar los intereses del Estado en los sectores de su competencia, y contribuir al crecimiento suficiente y sostenido.
- Promover el incremento de la contribución al PIB de los sectores hidrocarburífero y minero.
- Diversificar el uso de energías renovables y el uso eficiente de energía.
- Consolidar la modernización del Ministerio de Energía y Minas y mejorar sus niveles de eficiencia, eficacia y efectividad institucionales.

Las políticas de gestión de esta entidad de gobierno se basan en la búsqueda de la calidad total y de la eficiencia en gestión. Su estructura organizativa se muestra en la Ilustración 2.

Ilustración 2: Estructura organizacional Ministerio de Energía y Minas



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

La Subsecretaría de Electrificación tiene como visión definir políticas que permitan el fomento de un sector eléctrico eficiente, que brinde un servicio accesible, altamente competitivo y ambientalmente amigable, con miras al desarrollo de un mercado eléctrico regional basado en la participación privada y con roles estatales definidos, que contribuyan al desarrollo sostenible del país.

Su misión es promover el desarrollo del sector eléctrico nacional para satisfacer las necesidades del país, convirtiendo a la electricidad en un insumo de producción y bienestar que mejore la calidad de vida de los ecuatorianos y sea competitivo a nivel internacional.

Esta instancia trabaja para incentivar la participación del sector privado bajo condiciones de seguridad jurídica y financiera, así como para coordinar con todos los agentes del sector, el desarrollo de proyectos de electricidad priorizando la energía renovable y la eficiencia energética.

Siendo que esta entidad busca el progreso del sector eléctrico, entre otros, a través de un desarrollo ambientalmente amigable, la Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética, tiene la misión de impulsar este tipo de energías así como un uso racional y eficiente de las tradicionales, identificando las ubicaciones idóneas donde se pueda instalar energías renovables no convencionales, conseguir los fondos para estos estudios, involucrar a instituciones de investigación (universidades, institutos, fundaciones, etc.) con el objetivo que para 2025 Ecuador tenga satisfecha manera significativa la demanda nacional con energías renovables no convencionales y que a su vez se cuente con un marco regulatorio completo en eficiencia energética y se haya creado la cultura de eficiencia energética.

Ecuador cuenta con importantes recursos energéticos renovables y no renovables, entre los que se destacan el petróleo, por ser la principal fuente de ingresos de divisas del país, y las energías solar e hidráulica, por el gran potencial que presentan.

Como la mayoría de los países en vías de desarrollo, Ecuador presenta un importante consumo de energías no comerciales (leña, residuos vegetales, etc.). En 2002, esta fuente representó alrededor del 7% del consumo final de energía; sin embargo, los requerimientos energéticos del país están dominados por productos hidrocarbúricos, los cuales, en conjunto, suplieron el 86% de la demanda sectorial de energía, mientras que el porcentaje restante (7%) correspondió al consumo de electricidad.

Cabe destacar que el predominio de los derivados del petróleo es una característica que se ha mantenido por

más de dos décadas, con variaciones mínimas en la participación anual, sin existir evidencias claras de que otro energético pueda reemplazar significativamente a esta fuente en el corto y mediano plazo. A su vez a 2001, el sector transporte, principalmente automotor, es el mayor responsable del consumo energético a nivel nacional, con una participación que supera el 52% de la demanda total de energía, mientras que a los sectores residencial e industrial les corresponde el 20 y 21%, respectivamente, lo cual es una medida del desarrollo del país.

Esta alta dependencia de los hidrocarburos, además de los impactos ambientales regionales y globales, asociados a la producción y uso de la energía, resulta, para muchos países en general y para Ecuador en particular sumamente oneroso e impacta negativamente en su balanza de pagos con el exterior.

Ministerio de Economía y Finanzas

El Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) tiene como misión alcanzar la estabilidad general de la economía nacional, permitiendo crear condiciones para el desarrollo económico y social del país mediante programas macroeconómicos sustentados en políticas integradas y consistentes, que logren el equilibrio y sostenibilidad de las finanzas públicas. Para ello articulará la planificación a la disponibilidad de los recursos públicos, sobre la base de asignaciones equitativas, descentralizadas y transferencias oportunas; fortalecerá el sistema de información para rendir cuentas a la ciudadanía y de esta forma transparentar la gestión pública. El MEF es el ente rector de la economía nacional, con liderazgo, transparencia y credibilidad, que genere políticas tendientes a lograr los equilibrios macroeconómicos para el desarrollo económico-social; asigna los recursos fiscales en forma eficiente, equitativa y descentralizada, sobre la base de una planificación nacional e institucional participativa, con el apoyo de personal calificado, comprometido y con una tecnología de punta.

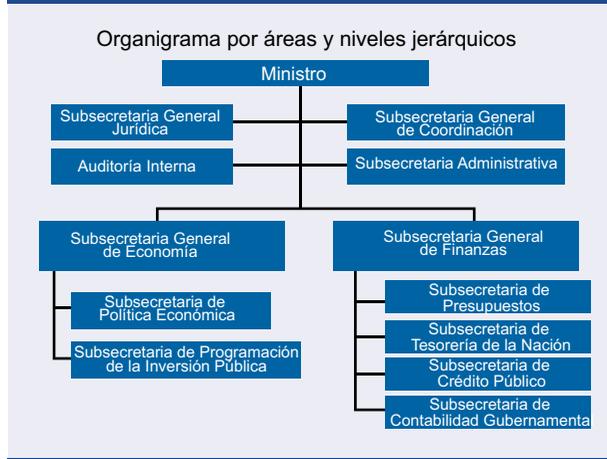
En mayo de 2000 el Gobierno Nacional reestructuró la administración del MEF y con el fin de poder cumplir su misión y responsabilidades, se organizó a la entidad de manera que muestra la Ilustración 3. De acuerdo a la Ley Orgánica de Administración Financiera y Control, las principales funciones del MEF son:

- Coordinar los procesos de planificación y presupuesto de Gobierno Nacional.
- Orientar la política tributaria, financiera y de gasto del presupuesto del Gobierno Nacional.
- Formular la política de endeudamiento externo.
- Proponer límites del endeudamiento externo y someterlo a la aprobación del Presidente de la República.
- Coordinar la negociación de créditos externos, emisión de valores en moneda extranjera y la garantía del Gobierno Nacional para los endeudamientos externo de entidades públicas.
- Formular la política de endeudamiento interno.
- Proponer límites del endeudamiento público interno y someterlo a la aprobación del Presidente.

Congreso Nacional y Normas Técnicas por acuerdos del Ministerio a cargo del Sistema Presupuestario del Sector Público.

De acuerdo a la Ley de Transparencia en el Sector Público, el MEF publica en su sitio de Internet el PGE para cada año. El último disponible era de 2004 al momento de realizar este documento. El presupuesto aprobado por el Congreso Nacional alcanzó la suma de US\$ 10.017 MM, con ingresos corrientes y de capital por un total de US\$ 8.026,1 MM, un financiamiento público de US\$ 1.985,5 MM y saldos disponibles de US\$ 5.33 MM. Como se muestra en el Cuadro 4, el financiamiento del PGE durante ese año fue en 70,13% mediante recursos fiscales y 24,05% mediante endeudamiento tanto externo (33,14%) como interno (66,86%).

Ilustración 3: Estructura organizacional Ministerio de Economía y Finanzas



Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas

Por otro lado, el MEF tiene entre sus funciones programar el Presupuesto General del Estado (PGE), el cual está regulado por normas de la Ley Orgánica de Administración Financiera y Control de la Ley de Presupuestos del Sector Público, disposiciones complementarias y reformativas de la Ley Orgánica de Responsabilidad, Estabilización y Transferencia Fiscal y otras leyes, Decretos Ejecutivos de carácter reglamentario, Disposiciones Generales del Presupuesto aprobadas por el

Recursos fiscales	7.025,3
Recursos de autogestión	406,5
Recursos créditos externos	798,2
Recursos créditos internos	1.610,9
Contrapartes locales de créditos	31,6
Ingresos a un fin específico	99,6
Financiamiento no reembolsable (donaciones)	44,8
Total financiamiento	10.017,0

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas

Consejo Nacional de Electricidad

La LRSE creó el Consejo Nacional de Electricidad (Conelec), como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, que comenzó a operar el 20 de noviembre de 1997, luego de promulgado el Reglamento General Sustitutivo de la LRSE. El Conelec se constituye como un ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias. Entre sus funciones principales se encuentran:

- Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional.
- Elaborar el plan de electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. Para el efecto mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país, con fines de producción eléctrica. Este plan tendrá el carácter de referencial.

- Preparar y proponer para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República el Reglamento General y los reglamentos especiales que se requieran para la aplicación de la Ley.
- Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución.
- Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el Cenace y clientes del sector eléctrico. Tales regulaciones se darán en materia de seguridad, protección del medio ambiente, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de riesgo de falla y de calidad de los servicios prestados. A estos efectos las sociedades y personas sujetas a su control, están obligadas a proporcionar al Conelec, la información técnica y financiera que le sea requerida.
- Publicar las normas generales que deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores en sus respectivos contratos, para asegurar el libre acceso a sus servicios asegurando el pago del correspondiente peaje.
- Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad, según el artículo 38 de la LRSE. De igual manera, deberá velar por que no se realicen prácticas que atenten contra la libre competencia en perjuicio de los usuarios, para cuyo efecto podrá iniciar las acciones judiciales a que hubiere lugar.
- Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad mediante los procedimientos establecidos en la Ley.

Convocar a participar en procedimientos de selección para el otorgamiento de concesiones y adjudicar los contratos correspondientes.
- Resolver la intervención, prórroga o caducidad y la autorización para la cesión o el reemplazo de las concesiones, en los casos previstos en la Ley.
- Regular el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias ó contractuales, asegurando que las partes ejerzan debidamente su derecho a la defensa sin perjuicio del derecho de ellas de acudir a los órganos jurisdiccionales competentes.
- Presentar en el primer trimestre de cada año al Presidente de la República, un informe sobre las actividades del año anterior y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los clientes y el desarrollo del sector eléctrico.
- Precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligados a ejecutar tales actividades y servicios rehúsen hacerlo, hubieren suspendido el servicio de forma no justificada o lo presten en condiciones que contravengan las normas de calidad establecidas por el Conelec o que constituya incumplimiento de los términos del contrato de concesión, licencias, autorización ó permiso, por cualquier causa o razón que fuere salvo caso fortuito o fuerza mayor. Para ello, el Conelec autorizará la utilización por parte de terceros de los bienes propios de generadores, transmisor y distribuidores, debiendo si fuere el caso, reconocer en favor de los propietarios los pagos a que tuviesen derecho por el uso que se haga de sus propiedades.
- Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía y autorizar la firma de contratos de concesión para generación, transmisión o distribución al Director Ejecutivo del Conelec de conformidad a lo que señale el Reglamento respectivo.
- Formular y aprobar el presupuesto anual de gastos y requerimiento de recursos del Conelec, y remitirlo al Ministerio de Economía y Finanzas para su integración y consolidación, en cumplimiento a lo establecido en la Ley de Presupuestos del Sector Público.
- Constituir servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras en el sector eléctrico.
- Declarar de utilidad pública o de interés social de acuerdo con la Ley y proceder a la expropiación de los inmuebles que se requiera para los fines del desarrollo del sector eléctrico, en los casos estrictamente necesarios y para la ejecución de obras directamente vinculadas con la prestación de servicios.

Su funcionamiento se financiará por medio de aportes de los generadores, la empresa de transmisión y las distribuidoras en proporción a los ingresos brutos recibidos por cada uno en comparación con la suma de ingresos de todo el sector.

Centro Nacional de Control de Energía

El Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) es una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros son todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encarga del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final. El Cenace tiene a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado y de las transacciones internacionales de electricidad, responsabilizándose por el abastecimiento de energía a los mercados, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión.

El Cenace estará dirigido por un directorio formado por: un delegado permanente del Presidente de la República quien lo presidirá; dos delegados de las empresas concesionarias de generación; dos delegados de las empresas concesionarias de distribución; un delegado de la empresa concesionaria de transmisión y un delegado de los grandes consumidores que tengan contratos a largo plazo. Entre sus principales funciones se pueden mencionar las siguientes:

- Recabar de todos los actores del mercado eléctrico mayorista, sus planes de producción y mantenimiento así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo.
- Informar del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista y suministrar todos los datos que le requieran o que sean necesarios al Consejo Nacional de Electricidad.
- La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad que determine el Consejo Nacional de Electricidad.
- Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación.
- Controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación, sujetándose estrictamente a su programación.
- Aportar con los datos que requiera el Director Ejecutivo del Conelec para penalizar a los generadores, de conformidad a lo señalado en el reglamento respectivo, por el incumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho impartidas.
- Asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte.
- Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se puedan producir.
- Preparar los programas de operación para los siguientes doce meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central.
- Determinar y aplicar correctamente los precios de generación y realizar las liquidaciones correspondientes a la compra-venta de energía, en el mercado ocasional.
- La aplicación correcta de los pliegos tarifarios, en lo pertinente a las tarifas de transmisión y peajes de distribución.
- Ejecutar las acciones indicadas en el presente reglamento ante el incumplimiento de las obligaciones por parte de alguno de los agentes.

El Fondo de Solidaridad

El artículo 250 de la Constitución de la República establece para el Fondo de Solidaridad el carácter de entidad autónoma que busca atender a las políticas de desarrollo humano y la disminución de los índices de pobreza en el país, promoviendo el desarrollo comunitario, el empleo productivo, la desconcentración económica y la descentralización administrativa¹⁷. Para el cumplimiento de sus objetivos, se ha segmentado a la población de tres formas: (i) por monto de ingreso; (ii) por grupo social; y (iii) por sector de actividad. Los grupos más vulnerables bajo cada una de estas categorizaciones son priorizados por el fondo.

El Fondo de Solidaridad es dueño de forma total ó parcial de la mayoría de las empresas del sector eléctrico. Los recursos para lograr sus objetivos debían provenir de la privatización de las empresas que fueron transferidas a su patrimonio. El FS, a nivel de administración central a diciembre de 2003 era dueño de la empresa de transmisión en un 100% y de la mayoría de las empresas generadoras¹⁸ en las proporciones que se muestran en el Cuadro 5.

Cuadro 5: Participación accionaria del Fondo de Solidaridad en las empresas de generación y transmisión

Sub-sector: generación	
Empresa	Participación en el FS
Electroguayas	100%
Hidroagoyan	100%
Hidropaute	100%
Termopichincha	100%
Termoesmeraldas	100%
Elecaastro	52,7%
Sub-sector: transmisión	
Empresa	Participación en el FS
Transelectric	100%

Fuente: Fondo de Solidaridad

En relación a las empresas distribuidoras, el Fondo de Solidaridad a diciembre de 2003 era dueño de las acciones en las proporciones que se muestran en el Cuadro 6 (ver pág. siguiente). El mismo cuadro a su vez muestra la participación de los gobiernos regionales (provinciales y municipales). Estas proporciones han variado a lo largo del tiempo, en algunos casos incrementándose la participación del FS y en otros disminuyendo de acuerdo con las solicitudes de aporte de capital de cada accionista. La Ley de Transformación Económica del Ecuador, Suplemento del Registro Oficial No. 34 del 13/3/2000, establece que los Consejos Provinciales no podrán tener una participación accionaria en las empresas de distribución superior al 5%. A pesar de que no queda claro en esta ley si el límite se refiere al conjunto de consejos provinciales ó a cada consejo provincial en particular, muchas empresas están en mora con este dictamen. Al contrario de lo que exige la Ley, algunos consejos provinciales han incluso incrementado su participación. Por ejemplo, en la EE Ambato, los consejos provinciales aumentaron su participación del 23,36% al 24,44%, esta variación ocurrió a expensas del FS.

En general, la tendencia ha sido hacia un incremento de la participación del Fondo de Solidaridad debido a que los aportes que se realizan a través del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) han sido registrados como aportes del capital del FS¹⁹. En algunos casos, estos aportes no han sido incorporados al patrimonio de las empresas a fin de demorar la dilución de los otros accionistas, en particular en los casos en que estos últimos perderían la mayoría accionaria. En otros casos, los consejos provinciales y alcaldías han realizado expansiones a los sistemas o han acometido proyectos de alumbrado público, los cuales han sido incorporados como capitalizaciones.

17. Ley de Creación del Fondo de Solidaridad. Registro Oficial No. 661 del 24 de Marzo de 1995 y su reglamento publicado en el Registro Oficial No. 864 del 17 de Enero de 1996.

18. De las 13 empresas generadoras de electricidad que operaban en el sector eléctrico del Ecuador a diciembre de 2005, 9 de ellas eran empresas pertenecientes al sector público y las 4 restantes eran empresas de capital privado, en 6 de estas empresas públicas el FS tenía participación accionaria mayoritaria, participación que se muestra en el Cuadro 3. Las 3 restantes son CATEG-G empresa actualmente administrada por el Conelec debido a problemas financieros anteriormente mencionados; EMAAP-Q empresa perteneciente al municipio de la ciudad de Quito; y por último la empresa Hidronación que es administrada por la Comisión de Estudios para el Desarrollo de la Cuenca del Río Guayas (Cedegé).

19. El FERUM se discutirá en extenso más adelante en este documento.

Cuadro 6: Participación accionaria de instituciones públicas en las empresas distribuidoras

Empresa	Participación % Fondo de Solidaridad	Participación % gobiernos provinciales	Participación % gobiernos municipales	Participación % otras entidades públicas
Ambato	54,6	24,4	20,9	0,0
Azogues	37,9	51,9	7,8	2,4
Bolívar	77,9	14,0	8,1	0,0
Centro Sur	53,6	34,0	11,1	1,3
Cotopaxi	63,2	12,7	24,2	0,0
El Oro	86,3	13,5	0,2	0,0
Emelgur	57,5	41,3	0,0	1,2
Esmeraldas	80,1	19,8	0,1	0,0
Galápagos	98,9	1,1	0,0	0,0
Los Ríos	96,4	3,6	0,0	0,0
Manabí	72,7	19,1	7,9	0,4
Milagro	58,4	40,4	1,2	0,0
Quito	52,5	11,5	34,3	1,7
Regional Norte	51,4	35,6	12,0	1,0
Regional Sur	74,8	19,8	5,4	0,0
Riobamba	44,2	22,8	33,0	0,0
Santa Elena	79,7	4,9	15,5	0,0
Santo Domingo	100,0	0,0	0,0	0,0
Sucumbíos	80,0	0,0	20,0	0,0

Fuente: Fondo de Solidaridad y Subsecretaría de Electricidad

IV. BALANCE DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

A diciembre de 2005, el sector eléctrico ecuatoriano muestra cifras alentadoras pero todavía alejadas de las óptimas. Luego de las reformas instauradas desde 1996, la eficiencia de las empresas en el sector ha mejorado, sin embargo los indicadores de producción, empleo e inversión reflejan una eficiencia técnica y administrativa que podría incrementarse. En esta sección se detalla la situación actual generalizada del sector eléctrico, así como también la evolución histórica de estos balances.

De acuerdo con el Conelec a diciembre de 2005, existían en Ecuador 13 empresas eléctricas generadoras, 1 transmisora, 16 auto-productoras y 20 distribuidoras. De estas últimas, 14 contaban con generación pues aún no se escindían como manda la LRSE y dos de las empresas distribuidoras operaban en sistemas no incorporados. Dentro de esta clasificación se debe considerar que las empresas Eco-luz y EMAAP-Q han obtenido su calificación como generadoras y como auto-productoras. Las empresas de distribución Sucumbíos y Galápagos no están incorporadas al S.N.I, aunque en el caso de la primera, su demanda es atendida a través del sistema nacional. A pesar de que ya entró en operación el Sistema de Transmisión Nororiente a 138 kV que abastece

su demanda total, esta empresa sigue siendo considerada sistema aislado para mantener los subsidios que actualmente recibe. La empresa eléctrica Galápagos S.A. cuya área de concesión comprende la provincia insular de Galápagos, se mantendrá como no incorporada²⁰.

Las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica están a cargo de 19 empresas, más la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG-D), que por encargo del Conelec, tiene bajo su responsabilidad la prestación del servicio en el área de concesión que incluye básicamente a la ciudad de Guayaquil y representa a diciembre de 2005 el 27,2% de la energía total facturada en el país.

A diciembre de 2005 se han calificado 92 grandes consumidores, de los cuales a 4 se les ha revocado la calificación antes del 1° de enero de 2005 y a uno se le revocó el 30 de marzo de 2005; por consiguiente de estos 87 grandes consumidores, a diciembre de 2005, 10 reciben energía a través de las distribuidoras como clientes regulados, 22 obtienen la energía de las distribuidoras como clientes no regulados mediante contratos a plazo y 55 de generadoras mediante contratos a plazo²¹.

20. Conelec: Plan Nacional de Electrificación 2006-2015.

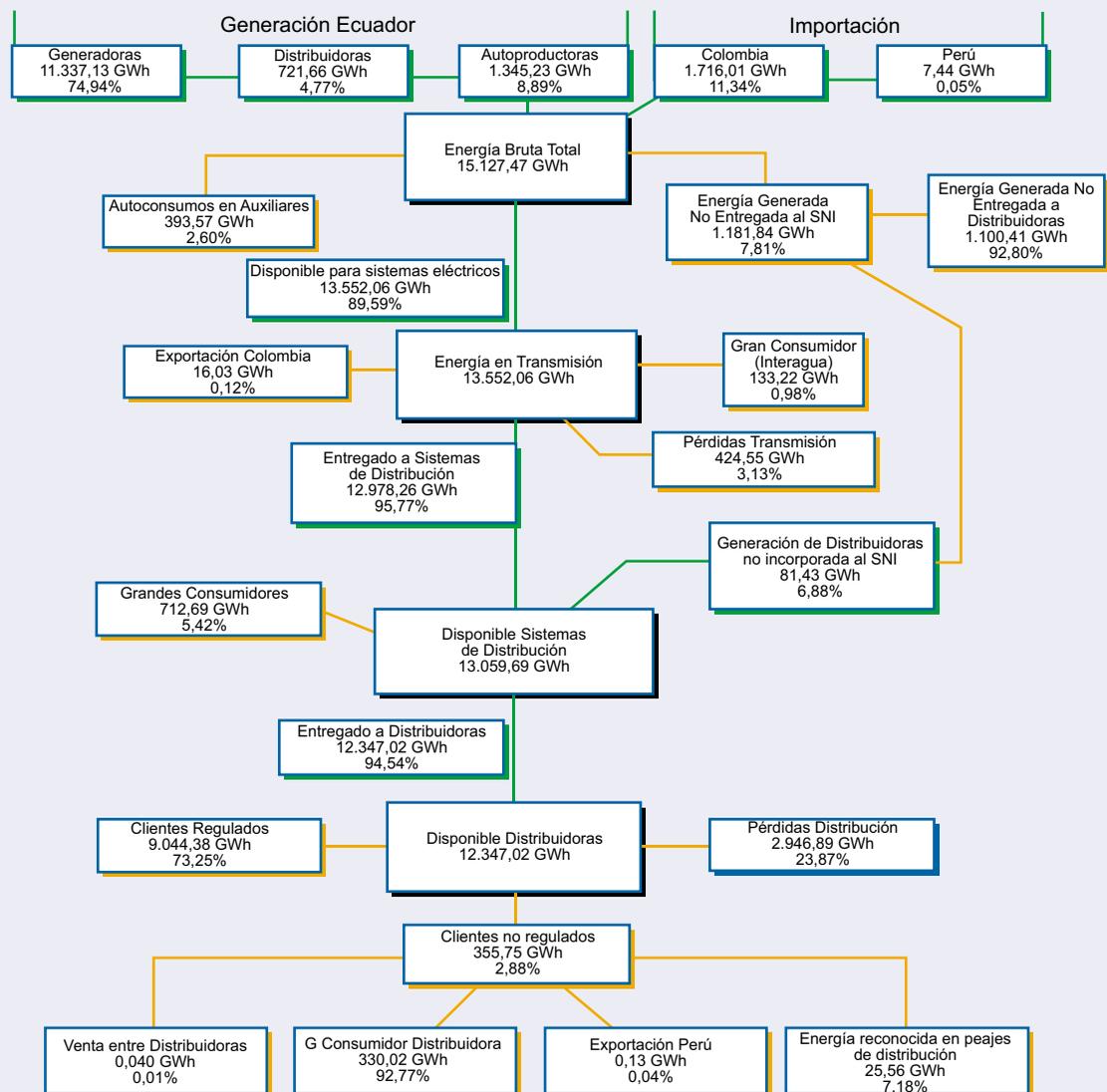
21. Extractado textualmente del boletín estadístico del Conelec 2005.

La Ilustración 4 muestra que para el año 2005, la energía bruta producida e importada medida en bornes de generación (S.N.I + No Incorporados + Autoprodutores), fue de 15.127,47 GWh. De este total, el 89,59% (13.552,06 GWh) se encontraba disponible en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT). El 0,12% se exportó a Colombia, 0,98% se destinó al gran consumidor Interagua y existió un 2,8% en pérdidas de transmisión, resultado que la energía disponible en los sistemas de distribución alcanzó 13.059,69 GWh. El 5,42% se destinó a grandes

consumidores y el restante se encontraba disponible en las distribuidoras (12.347,02 GWh), por último de esta cifra el 73,25% se destinó a clientes regulados, 2,88% a clientes no regulados y se evidenció un elevado porcentaje de pérdidas en distribución del 23,87%.

En síntesis, del 100% de oferta total, el 9,88% se destinó a autoconsumo, 67,84% se destinó al consumo de los usuarios regulados y los grandes consumidores y existió un nivel de pérdida promedio en todo el sector de 24%.

Ilustración 4: Balance Nacional del Sector Eléctrico Ecuatoriano



Fuente: Conelec

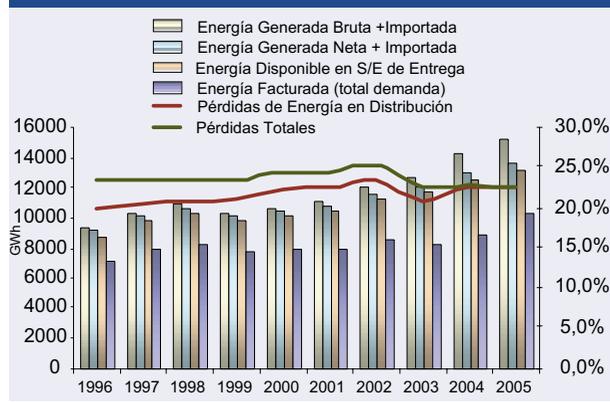
Cuadro 7: Transacciones de venta de energía en el MEM

	Valor		Energía	
	US\$ MILLONES	%	GWh	%
Generadoras	735,7	77,8	11.286,6	80,3
Distribuidoras	51,5	5,4	913,8	6,5
Autoproductores	7,4	0,8	125,0	0,9
Importación (Colombia y Perú)	150,4	15,9	1.723,5	12,3
Exportación (Colombia)	0,5	0,1	16,0	0,1
Total	945,5	100,0	14.064,9	100,0

Fuente: Conelec, cálculos propios

Realizando el análisis anterior pero en forma histórica, durante el período 1996-2005, en el Gráfico 8 se puede apreciar que desde la reestructuración del sector eléctrico los niveles de pérdidas totales se han mantenido más o menos constantes, mostrando que la brecha existente entre las pérdidas totales y las de distribución (pérdidas en transmisión) empiezan siendo significativa hasta lograr niveles marginales. De acuerdo con el Conelec, las pérdidas en el Sistema Nacional de Transmisión a diciembre de 2005 alcanzaron el 2,8%. Sin embargo las pérdidas en distribución son relevantes y este factor, entre otros, puede que ocasione los problemas de ineficiencia en las empresas eléctricas que se analizarán más adelante. Los dos últimos años las pérdidas en distribución han significado casi el 90% del total de pérdidas.

Gráfico 8: Principales indicadores del sector eléctrico ecuatoriano periodo 1996-2005



Fuente: Conelec, cálculos propios

Los bajos niveles de pérdidas en el SNT se pueden explicar por la ampliación de las redes de transmisión llevadas a cabo desde junio de 2002. En el Sistema de Transmisión Nororiente se han construido las subesta-

ciones de Tena y Francisco de Orellana cada una de ellas con un transformador trifásico de 20/2733 MVA a 138/69 kV, y la línea de transmisión Tena-Coca de 140 Km., aislada para 138 kV, constituyendo el inicio del proceso de integración de la zona Nororiental al S.N.I.

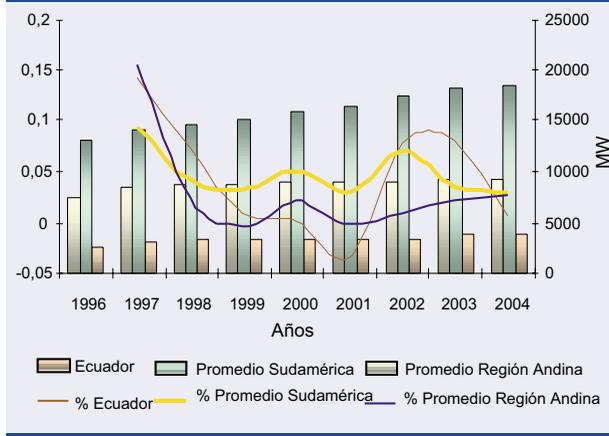
La facturación total por la venta de energía en todo el sector fue de 14.064,90 GWh, que corresponde a US\$ 945,46 millones a un precio medio total de 6,72 US\$/kWh. El valor y la energía facturada por cada una de las empresas pertenecientes al sector se muestran en el Cuadro 7.

1. Generación

A diciembre de 2005, sin considerar la potencia contratada por las interconexiones con Colombia y Perú, Ecuador poseía una capacidad de generación nominal instalada de 3,567 MW, con una potencia efectiva de 3.331 MW. Si se considera las interconexiones internacionales, la potencia efectiva de generación e importación fue de 3.671 MW, de los cuales el 96% estaban incorporados al S.N.I y 4% a sistemas aislados. La capacidad instalada en centrales eléctricas alcanzó 3,967 MW, registrando un crecimiento de 5,08% en relación al anterior año, evidenciando una leve mejoría en relación a 2004, donde la tasa de crecimiento fue marginal (0,3%).

El Gráfico 9, muestra el rezago en potencia de generación instalada que tiene el sector eléctrico ecuatoriano en relación a los países sudamericanos y en relación a los países de la región andina. Se aprecia una tendencia similar en todos los países donde, después de tener niveles de crecimiento importantes, se registraron crecimientos leves. Para el año 2001 la potencia instalada en toda la región disminuyó considerablemente debido a la recesión económica y luego a la poca capacidad de reacción por parte de las empresas. Durante ese año, Ecuador registró una tasa de crecimiento negativa del 3,7%.

Gráfico 9: Potencia de generación instalada período 1996-2004



Fuente: Conelec, cálculos propios

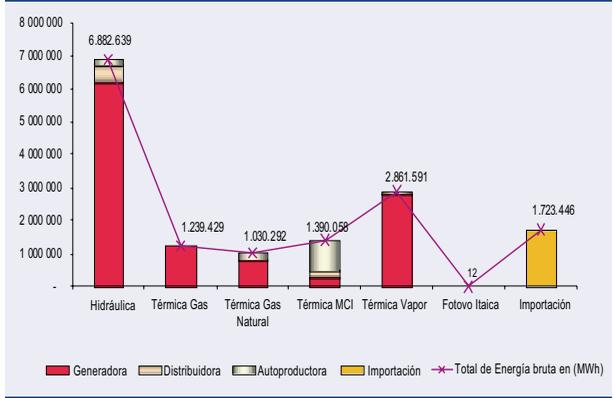
El total de potencia efectiva en Ecuador en el año 2005, como ya se mencionó fue 3.671 MW. El 47,66% era generación hidráulica, el 15,57% en térmicas a gas que operan con diesel, el 4,12% fueron térmicas de gas natural, el 10,56% motor de combustión interna (MCI), el 12,82% es térmica a vapor, el 6,54% lo representa la interconexión con Colombia y el 2,72% la interconexión con Perú. La disponibilidad de la generación termoeléctrica existente para servicio público es variable y depende de diversos factores, entre ellos: los períodos de mantenimiento, sean estos programados o no, disponibilidad de combustibles, y vida útil de los equipos. La casi totalidad de los motores de los MCI tienen más de 20 años de instalación, razón por la cual sus rendimientos y factores de planta son bajos y sus costos variables de producción son altos. Se espera que estas unidades salgan de servicio en forma progresiva durante los años siguientes, sea por obsolescencia o al ser desplazadas en el mercado por la incorporación de unidades de generación más eficientes.

Para esta potencia efectiva de generación e importación se registró una demanda máxima coincidente en bornes de generación en el S.N.I. de 2.424 MW el 26 de abril de 2005 a las 19h30 y de 2.325 MW a nivel de puntos de entrega, esto indica un incremento del 1% en relación al año 2004. En potencia de interconexión la potencia máxima posible en las líneas de 138 kV y 230 kV con Colombia se situó nominalmente en 290 MW, produciendo una

potencia efectiva de 240 MW. Por su parte con Perú se contrató 110 MW de potencial nominal y 100 MW de efectiva.

Durante el año 2005, el sector eléctrico ecuatoriano tuvo una generación bruta total de 15.127,47 GWh, de lo cual 13.552,06 GWh se entregaron al MEM. El total de energía bruta incluye la producción de empresas generadoras en 74,9%, distribuidoras con generación en 4,77%, auto-productoras en 8,89%, importación desde Colombia y Perú en 11,39%. Además, del total de energía bruta el 45,5% fue de origen hidráulico, el 43,11% de origen térmico y solar y el restante como ya se mencionó por importación.

Gráfico 10: Energía bruta total producida (MWh.) en el año 2005

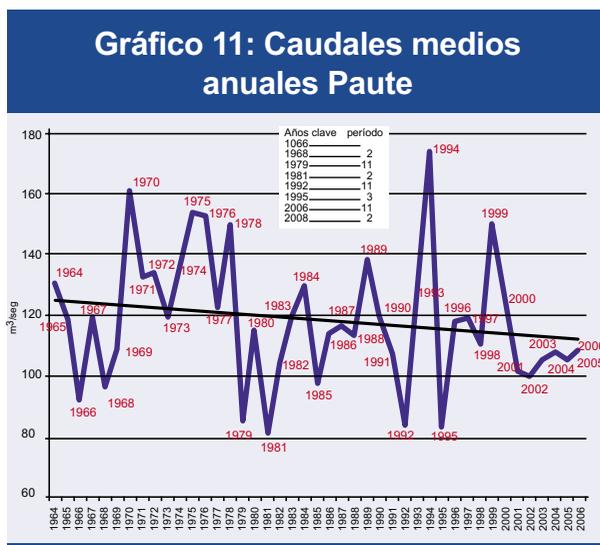


Fuente: Conelec

Dado el potencial hidráulico a niveles comparativos de Ecuador, es relevante mencionar que las plantas hidráulicas mayores se encuentran ubicadas en la vertiente amazónica, donde la época lluviosa ocurre generalmente de abril a septiembre y el período seco de octubre a marzo. Por esta razón, los mantenimientos de las plantas térmicas, preferentemente se los programa para la estación lluviosa y los de las unidades hidráulicas para la estación seca. El 86% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por las cuatro grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: Paute (1.075 MW) que es la mayor de todas, seguida por Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (74 MW).

La capacidad de embalse de Amazula de la central Paute (100,8 GWh), hace que sea considerado de regulación semanal. Esta limitación provoca dificultades en el abastecimiento eléctrico en época de estiaje ya que su producción se reduce notablemente. La central Agoyán prácticamente no tiene regulación y la central Pucará (79,7 GWh) no tiene un embalse de importancia, dada la limitada capacidad instalada. Con la central Marcel Laniado se puede operar de manera mas eficiente los otros embalses, ya que afirma energía secundaria de las centrales con embalse y, por estar ubicada en el occidente del país, tiene un régimen hidrológico complementario al de las otras tres centrales principales, situadas en la vertiente oriental o amazónica. De los análisis que realiza permanentemente la Dirección de Planificación del Conelec, se deduce que en el período 1964-2005, los caudales del Río Paute, en el sitio de la Presa Daniel Palacios es decreciente; y, se repiten ciclos de años con caudales bajos, como se ve en el Gráfico 11.

De acuerdo con la distribución mensual de la energía con hidrología media de las centrales de las centrales hidroeléctricas más grandes mostradas en el Cuadro 8, se puede observar que el período crítico de la Central Marcel Laniado se inicia en mayo y termina en septiem-



Fuente: Conelec

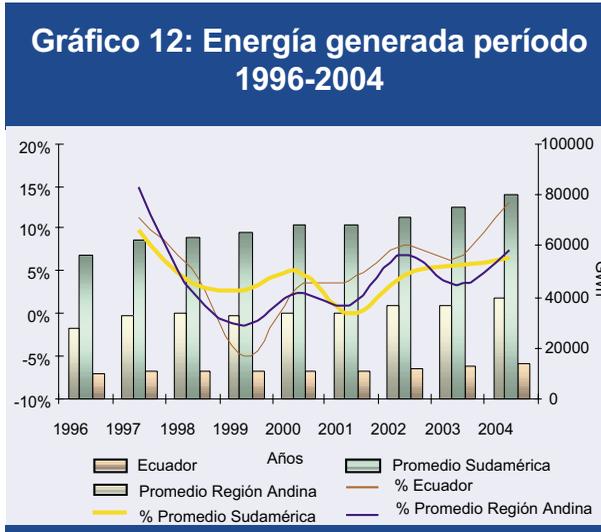
bre, período en el cual en el sistema eléctrico la demanda no es la más alta. En cambio, el período crítico de las otras tres centrales está comprendido, usualmente, entre los meses de noviembre a marzo, en el cual el sistema se encuentra el período de máxima demanda.

Cuadro 8: Participación accionaria de instituciones públicas en las empresas distribuidoras. Sub-sector: distribución

Empresa	Participación % Fondo de Solidaridad	Participación % gobiernos provinciales	Participación % gobiernos municipales	Participación % otras entidades públicas
Ambato	54,6	24,4	20,9	0,0
Azogues	37,9	51,9	7,8	2,4
Bolívar	77,9	14,0	8,1	0,0
Centro Sur	53,6	34,0	11,1	1,3
Cotopaxi	63,2	12,7	24,2	0,0
El Oro	86,3	13,5	0,2	0,0
Emelgur	57,5	41,3	0,0	1,2
Esmeraldas	80,1	19,8	0,1	0,0
Galápagos	98,9	1,1	0,0	0,0
Los Ríos	96,4	3,6	0,0	0,0
Manabí	72,7	19,1	7,9	0,4
Milagro	58,4	40,4	1,2	0,0
Quito	52,5	11,5	34,3	1,7
Regional Norte	51,4	35,6	12,0	1,0
Regional Sur	74,8	19,8	5,4	0,0
Riobamba	44,2	22,8	33,0	0,0
Santa Elena	79,7	4,9	15,5	0,0
Santo Domingo	100,0	0,0	0,0	0,0
Sucumbíos	80,0	0,0	20,0	0,0

Fuente: Fondo de Solidaridad y Subsecretaría de Electricidad

Por último en términos comparativos, es relevante notar, que al igual que el caso de la potencia instalada, Ecuador, en relación al promedio de producción de energía con los países sudamericanos y los de la región andina, se encuentra rezagada, sin embargo a partir del año 1999 y producto del incremento en la demanda, la tasa de crecimiento en producción de energía es superior que la tasa mostrada en promedio por los demás países. Para esta variable, el Gráfico 12 muestra que Ecuador tiene una tendencia similar a la mostrada en promedio por los países de la región andina, esto quizás se deba al grado de integración logrado entre este país, Colombia y Perú.

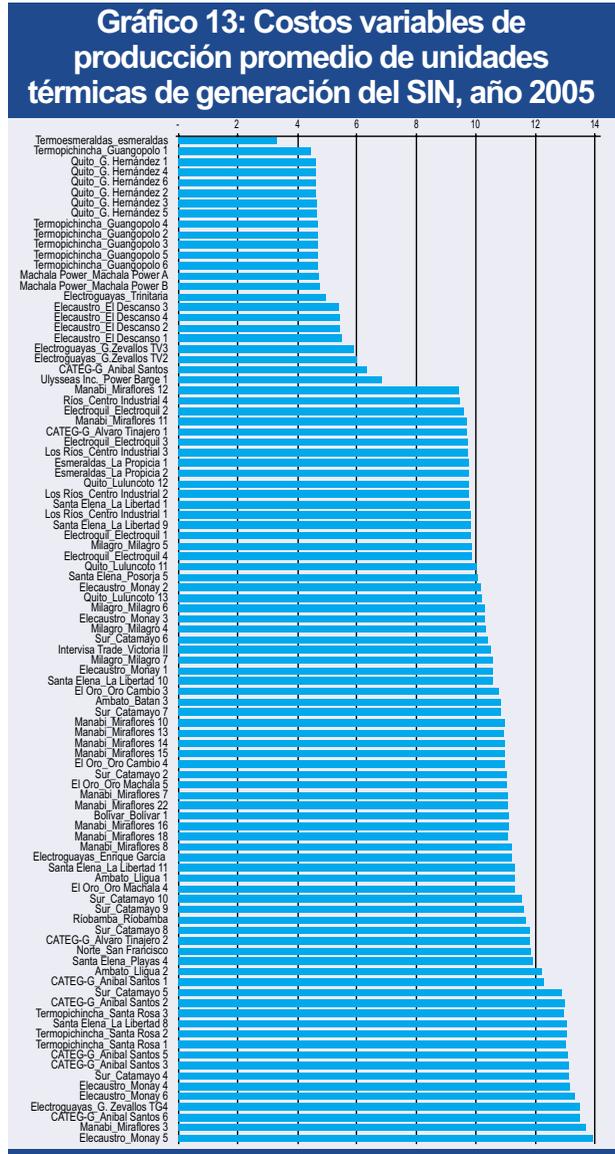


Fuente: Conelec, CIER, cálculos propios

La operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se realiza de conformidad con lo establecido en los reglamentos correspondientes. Para construir información básica para el despacho de las unidades de generación, se ha considerado importante incluir en este documento los costos variables de producción de las unidades termoeléctricas, declarados por las empresas y registrados por el Cenace en su plan de operación del MEM. El Gráfico 13 muestra el promedio anual del costo variable de las unidades termoeléctricas, ordenadas de mayor a menor.

2. El mercado eléctrico mayorista²²

El mercado de energía ecuatoriano adoptó desde 1996 un modelo económico de remuneración a costo marginal, lo cual implica en principio que todos los participantes de dicho mercado deberían recibir el mismo precio (precio marginal del sistema). El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado (SNI), así como por la exportación e importación de energía y potencia, abarca las



Fuente: Conelec-Plan Nacional de Electrificación 2006-2015

transacciones de suministro de energía eléctrica que se celebran entre generadores, entre generadores y distribuidores y entre generadores y grandes consumidores. Consiste en un conjunto de normas que establecen los derechos y obligaciones de los participantes, la formulación de principios para la fijación de los precios y liquidación de las transacciones, incluyendo el cumplimiento de los contratos a plazo y la aplicación de sanciones en caso de incumplimiento de normas para la administración de las transacciones financieras, administrado por el Cenace. El MEM está constituido por las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución y transmisión, los grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía y que cuenten con una concesión, permiso, licencia, o registro, otorgado por el Conelec.

22. Decreto Ejecutivo No. 923 del 7 de octubre de 2003, aparecida en el R.O. No. 191 del 16 de octubre de 2003.

Las transacciones que se realicen entre quienes intervengan en el MEM serán aquellas permitidas por la ley. Las obligaciones financieras provenientes de las transacciones de compra-venta de potencia y energía en el mercado ocasional serán determinadas y liquidadas por el Cenace sobre la base de la entrega y retiro horarios de energía por parte de los agentes del MEM. El Cenace verificará e informará a los agentes sobre el despacho económico efectuado y la sustitución o reemplazo que se hubiese producido en las cuotas energéticas comprometidas en los contratos a plazo. Los daños y perjuicios ocasionados a terceros por la suspensión de servicio a consecuencia de la falta de pago son de exclusiva responsabilidad del agente que incumplió con el pago. El agente que fuera sancionado con la suspensión del servicio estará sujeto también a lo dispuesto en el respectivo contrato de concesión, que expresamente indica que se considera la primera suspensión como falta grave y la segunda ocasión como causal para la terminación de la concesión.

A diciembre de 2005, el MEM estaba constituido por 13 agentes generadores (4 de capital privado y 9 con participación mayoritaria del Estado); 18 distribuidoras incorporadas al S.N.I más 2 no incorporadas; y de acuerdo el Plan Nacional de Electrificación del Ecuador, operaban en el sector eléctrico 96 grandes consumidores, de los cuales 78 participaron como tales en el MEM, adicionalmente 14 empresas participaron como auto-productores, sin embargo a diciembre de 2005 sólo 12 de estas empresas entregaron energía al MEM.

Durante 2005, el total de energía entregada al MEM fue de 13.552,07 GWh. y como lo muestra el Cuadro 9, las empresas generadoras entregaron el 81,7%, la energía importada desde Colombia y Perú representó el 12,7%, la energía entregada de las empresas distribuidoras con generación representó un 4,6% del total mientras que el aporte de las auto-productoras fue el remanente. Por su parte, de la energía entregada al MEM por las empresas generadoras, el 55,8% provenía de energía hidráulica mientras que el 23,7% fue energía térmica a vapor. Las empresas eléctricas distribuidoras con generación utilizaron energía hidráulica en un 76,5% y energía térmica de MCI en un 23,5%. De igual manera las empresas auto-productoras utilizaron la energía hidráulica en mayor proporción, cuando dicha energía fue entregada al MEM.

De la energía total entregada al MEM, 7.090,52 GWh. (51,6%) se negoció en el mercado ocasional y 6.657,42 GWh. (48,4%) en el mercado de contratos. Por su parte la facturación total de la venta de energía en el MEM

Cuadro 9: Energía entregada al MEM por tipo de empresa

Tipo de empresa	Tipo de central	Total	%
Autoprodutora	Hidráulica	89.725	71,25%
	Térmica MCI	19.381	15,39%
	Térmica vapor	16.820	13,36%
Total autoprodutora		125.926	0,93%
Distribuidora	Hidráulica	483.221	76,49%
	Térmica MCI	148.553	23,51%
Total distribuidora		631.773	4,66%
Generadora	Hidráulica	6.178.867	55,81%
	Térmica gas	1.208.168	10,91%
	Térm. gas nat.	799.146	7,22%
	Térmica MCI	258.794	2,34%
	Térmica vapor	2.625.937	23,72%
Total generadora		11.070.912	81,69%
Importación	Importación	1.723.446	
Total importación		1.723.446	12,72%
Total		13.552.057	100,00%

Fuente: Conelec

alcanzó US\$ 903.9 millones. US\$ 666,89 millones (73,8%) se facturó en el mercado ocasional y US\$ 237,05 millones (26,2%) en el mercado de contratos. Esta situación generó que el precio medio total por la venta de energía en el MEM fue de 6,58 US\$ c/kWh como resultado de que el precio medio de venta en el mercado ocasional fue de 9,41 US\$ c/kWh y de 3,56 US\$ c/kWh en el mercado de contratos.

Dado que las transacciones por interconexión internacional representan transacciones del MEM, es relevante mencionar que el total de ingresos al MEM por exportación de energía para 2005 fue de US\$ 0.497 millones. El monto total facturado por importación energía desde Colombia fue de US\$ 148,54 millones. En mayo y julio de 2005 se efectuaron importaciones por la interconexión con el Perú por US\$ 1,85 millones por la operación de la interconexión radial en condiciones de emergencia. Según el Cenace, el ahorro para la demanda, por la disminución en el Precio Marginal, por efectos de la interconexión con Colombia, representó US\$ 178,58 millones durante 2005.

Es importante mencionar que el valor facturado a los 78 grandes consumidores que realizaron transacciones en el MEM durante 2005, incluyendo costo de peajes, llegó a US\$ 63 millones a un precio medio total de 5,26 ¢US\$/kWh. De este total, US\$ 43,8 millones se transó a un precio medio de 5,11 ¢US\$/kWh para los que compraron energía directamente de las generadoras. Mientras que US\$ 19,3 millones, a un precio medio de 5,80 ¢US\$/kWh para los que compraron energía a las distribuidoras.

Por último, y de acuerdo con el Conelec, entre 2005 y 2004 hubo un incremento de 3% en la energía total vendida en el MEM. Mientras la energía vendida en el mercado ocasional se incrementó en 21%, la energía en contratos se redujo en 11%. Por su parte, la facturación total por las transacciones de venta de energía en el MEM en 2005, muestra un incremento de 16% con respecto a 2004. En el mercado ocasional el incremento es 22% y en el mercado de contratos el 2%²³. Se espera que en el futuro la tendencia creciente del mercado ocasional se revierta en parte por la nueva modificación a la LRSE, y en parte por los ahorros que producen a las empresas²⁴. La entrada en operación de nuevos proyectos de generación como San Francisco y Mazar, así como la segunda interconexión a 230 kV con Colombia y la puesta en operación de la interconexión radial con el Perú, se espera reduzcan el consumo de combustibles para generación térmica y por lo tanto disminuya el precio medio de venta de energía en el mercado. Se espera asimismo una mayor participación de grandes consumidores y auto-productores. De hecho el número de este tipo de actores continúa creciendo y vienen constituyendo un elemento dinamizador del mercado.

Mercado de contratos

Los contratos a plazo son aquellos que se pactan libremente entre generadores y distribuidores, entre generadores y grandes consumidores y entre distribuidores y grandes consumidores. Asimismo se considerarán las transacciones internacionales de electricidad. Las transacciones de energía se cumplirán sobre compromisos prefijados con base en las demandas horarias establecidas para el período contractual. Los contratos a plazo pactados entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, una vez que hayan sido registrados y se hayan cumplido los plazos establecidos para la entrada en vigencia de los mismos, serán cumplidos a través del Cenace.

El Cenace informará los precios de la energía en la barra de mercado y en el caso de las transacciones internacionales de electricidad, en el nodo de frontera. Los contratos a plazo deberán ser cumplidos por los generadores, independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el

Cenace. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su contrato por medio del generador que haya resultado despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que haya resultado despachado el precio que corresponda a través del mercado. Para poder ser despachados por el Cenace, los generadores que cuenten con unidades térmicas no comprometerán una producción mayor de aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos. De igual manera, los generadores que cuenten con plantas hidroeléctricas no comprometerán una producción mayor de aquella proveniente de su energía firme anual, que será distribuida en cada mes tomando en cuenta la variación hidrológica y los períodos de mantenimiento respectivos.

Para asegurar el pago de los valores facturados por las transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista, los agentes del MEM dedicados a la prestación del servicio público de distribución y grandes consumidores, deberán constituir mecanismos de pago que permitan cumplir cabal y oportunamente las obligaciones adquiridas. Los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista remitirán semanalmente los pagos y saldos correspondientes al fideicomiso administrado por el Cenace, tanto de las facturas por las transacciones del mercado ocasional como de las facturas por los contratos a plazo. Se ha dado en caso, de forma excepcional, que las distribuidoras no han podido completar los depósitos para pagar por las transacciones internacionales y el MEF ha tenido que recurrir a colocar el monto remanente con cargo en el déficit tarifario presupuestado²⁵.

De acuerdo con el Conelec, y como se muestra en el Cuadro 10 (ver pág. siguiente) y en base a la analizado anteriormente, del total de energía vendida en el mercado de contratos durante 2005, independientemente de que se haya realizado en el MEM, las empresas generadoras generaron el 92,9% de dicho total, mientras que las empresas distribuidoras y autoproductoras el resto. Debido a gran volumen comparativo de venta en relación a las demás empresas, las generadoras cobraron un precio medio de venta de 3,55 ¢US\$/kWh.

23. El bajo crecimiento de la energía contratada se debe a que los generadores "exigen" ciertas garantías de pago, entre estas el historial de pago de las empresas distribuidoras. Debido a que las empresas que no tienen un perfil de crédito adecuado deben comprar en el mercado ocasional, en parte por el creciente déficit tarifario y el incremento de las pérdidas, y en parte porque todos los generadores con precios menores al mercado ocasional ya han contratado su energía firme, no existe espacio para su crecimiento. Esta situación debería revertirse una vez entren nuevas centrales.

24. Entre los cambios establecidos en la reforma a la LRSE se establece una mayor presencia de contratos, en especial de aquellos suscritos entre los generadores y las empresas de distribución, debido al condicionamiento de la garantía de pago por parte del Estado, a aquellos generadores que comprometan en contratos su energía firme.

25. Es muy común que los distribuidores no cumplan con sus compromisos con los generadores. Se estima que para finales de este año, antes de cruzar las cuentas entre generadores, distribuidores, Petrocomercial y el MEF, las deudas de los distribuidores con los generadores llegue a unos US\$ 1.300 MM.

Cuadro 10: Transacciones de venta de energía en el mercado de contratos

Tipo de empresa	Energía vendida (GWh)	Energía vendida (US\$ MM)	Potencia a remunerar (MW)	Valores por potencias (USD)	Otros (USD)	Total (US\$ MM)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Total generadora	6586,3	234,3	-29	82.234	1.066	233,9	3,55
Total distribuidora	411,7	20,1	415	313.310	265.169	20,7	5,03
Total auto-productora	88,4	3,6	4	103.768	29.432	3,7	4,23
Total	7.086	258	390	334.844	295.667	258	3,65

Fuente: Conelec

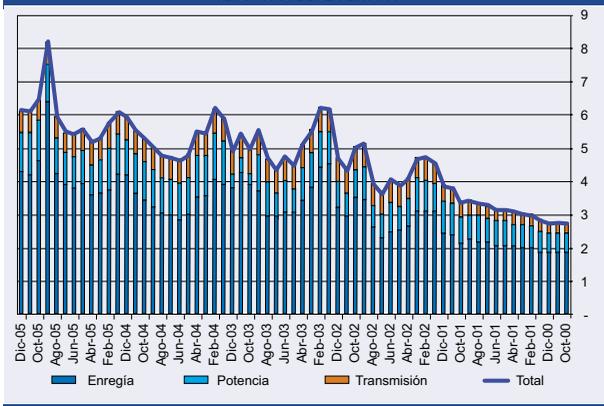
Al interior del MEM, el mercado de contratos es comparativamente poco utilizado. Realizando un análisis histórico de los últimos siete años, las empresas generadoras en promedio son las que mayormente venden energía en este mercado. Desde 1999, la participación de estas es de 98,3% del total de energía vendida mediante contratos en el MEM. La participación de las empresas eléctricas distribuidoras con generación es casi insignificante,²⁶ a su vez el precio medio de las transacciones al interior de este mercado, como ya se mencionó, es bajo, por ende un papel más protagónico de este tipo de empresas se esperaría disminuya sus costos operativos y aumente la eficiencia. La estructura del precio medio de la energía para las empresas eléctricas distribuidoras en el mercado de contratos se muestra en el Gráfico 14. La tendencia es creciente y sólo el precio de la energía a 2005, representaba en promedio más del 70% del precio final. Es evidente a su vez que el precio de transmisión ha aumentado su participación en el precio final, luego de presentar tasas marginales.

Mercado ocasional

Las transacciones de compra-venta que se realizan entre los agentes del MEM en el mercado ocasional se efectúan al precio vigente en el mercado en el momento de la operación. Los precios de compra-venta de potencia y energía en el MEM son calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada "barra de mercado" asignada por el Conelec, que sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía, en la barra de mercado, se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo. El factor de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el factor de nodo de la barra de mercado es igual a uno y son calculados por el Cenace en base a la metodología aprobada por el Conelec.

La energía se valora al costo económico marginal instantáneo obtenido del despacho real de generación al final de cada hora. El costo marginal instantáneo de energía, en la barra de mercado, estará dado por el último recurso de generación que, en condiciones de despacho económico, permite atender la demanda del sistema, tal como se muestra en la Figura 1. Para este efecto, el costo de generación estará determinado en operación normal, por el costo variable de producción de la unidad marginal para el caso de las plantas térmicas e hidráulicas de pasada, o por el valor del agua para las plantas hidráulicas con regulación mensual o superior. En caso de desabastecimiento de energía eléctrica, por el costo de la energía no suministrada, calculado por el Conelec en función creciente a la magnitud del déficit²⁷, el valor del agua será determinado por el Cenace en el programa de planeamiento operativo.

Gráfico 14: Precio medio de las empresas distribuidoras en el mercado de contratos

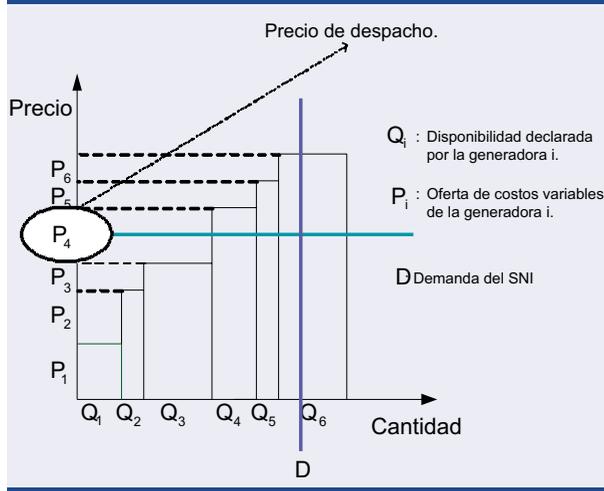


Fuente: Conelec

26. Esto es debido a que las empresas verticalmente integradas internalizan las ventas y desarrollan contratos implícitos que maximizan los ingresos de la empresa. Autoridades del sector argumentan que estos contratos deben ser formalizados a fin de permitir el cumplimiento del mandato de separación de actividades de las empresas.

27. El costo de la energía no suministrada representa el valor que los usuarios estarían dispuestos a pagar para evitar un racionamiento y es actualmente estimada por el Conelec. La CAF está proponiendo al grupo de trabajo de los reguladores que trabajan bajo la Decisión 536 de la CAN, que se elabore un estudio con base en encuestas que permita obtener los valores directamente de los usuarios para toda la región andina. Si los valores son similares en toda la región, se podría definir un precio único que ayudaría a la definición de un protocolo para el racionamiento tanto doméstico como de exportación.

Figura 1: Operación del mercado ocasional



Fuente: Conelec

El precio en el mercado ocasional, sin embargo no sólo depende del costo marginal instantáneo de energía. Existen ciertos aspectos operativos que deben ser tomados en cuenta, tales como:

Precio nodal de la energía. A cada precio horario de energía determinado en la “barra de mercado” le corresponde un precio de energía en cada nodo de la red. Los precios de la energía en cada nodo de la red de transmisión se obtendrán a partir del precio en la “barra de mercado” multiplicado por el factor de nodo. De acuerdo con la metodología utilizada por el Cenace y aprobado por el Conelec, el Factor de Nodo (FN_i) de un nodo “i” corresponde a las pérdidas marginales del transporte, y representa la relación entre el precio de la energía en el nodo y en el MEM cuando los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte:

$$FN_i = \left(\frac{PN_i}{PM} \right)$$

Siendo PN_i Precio de la energía en el Nodo i; PM Precio Medio en el MEM. El Factor de Nodo (FN_i) del nodo “i” se determina como:

$$FN_i = 1 + \left(\frac{dPedT}{dDPot_i} \right)$$

Siendo

$$\left(\frac{dPedT}{dDPot_i} \right)$$

la derivada de las pérdidas del transporte con respecto a la potencia de demanda del nodo “i”. Para su cálculo se modela la red de transporte, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda $dDPot_i$, obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema $dPedT$.

Cargos variables por transporte de energía. El Cenace, utilizando la metodología del factor de nodo y normas establecidas para el cálculo del cargo variable de transmisión, determinará las remuneraciones económicas para los agentes del mercado eléctrico que correspondan. Los cargos fijos se aplicarán según lo establecido en el Reglamento de Tarifas. Los participantes del MEM que utilicen la red de un distribuidor, cancelarán los cargos establecidos en el Reglamento de Tarifas.

Potencia remunerable puesta a disposición. Es la cantidad de potencia activa que será remunerada a cada generador. El Cenace calculará esta potencia hasta el 30 de septiembre de cada año y será aplicable para cada uno de los trimestres de los siguientes doce meses. El cálculo, para las plantas hidroeléctricas, se obtendrá mediante la utilización de su energía firme. Para las unidades termoeléctricas se toma en cuenta su potencia efectiva, períodos de mantenimiento y costos variables de producción. Con la Potencia Remunerable Puesta a Disposición con la que cada planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica participe, se cubrirá la demanda máxima, misma que corresponderá a la demanda máxima para la hora punta del período noviembre-febrero.

El cálculo, se efectuará en base a la producción de energía de cada planta o generador en forma individual, dentro del período noviembre-febrero. El cálculo de las potencias con que participen cada uno de los generadores en la Potencia Remunerable, tomará en cuenta: la potencia efectiva, la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados para el período noviembre-febrero y las importaciones de energía.

Para las plantas hidroeléctricas existentes y para efectos de este cálculo, se tomará la estadística operativa de producción de energía de los últimos diez años, para todos los períodos noviembre-febrero. Basándose en ella, se calculará la producción de energía promedio de las plantas, en cada uno de los meses del período noviembre-febrero, producción que considera el efecto de la operación del embalse. La estadística de producción deberá contener información depurada que refleje las condiciones normales de operación de la planta. En caso de que la estadística operativa de producción de energía sea inferior a los diez años, se tomará la estadística operativa existente.

Para nuevas plantas hidroeléctricas, se tomará en cuenta la estadística hidrológica. Basándose en ella se determinará mediante simulación operativa del sistema, las correspondientes producciones de energía media mensuales del período noviembre-febrero, en la cual estará considerado el efecto de la operación del embalse.

Con la producción de energía calculada, para las plantas hidroeléctricas, en el período noviembre-febrero, se determinará la potencia equivalente dividiendo la producción de energía para el número de horas del período noviembre-febrero. Estas potencias equivalentes serán las potencias con las que las plantas hidroeléctricas participarán en la asignación de la potencia remunerable para cubrir la demanda máxima del período.

En el caso de plantas hidroeléctricas con embalses de regulación de propósito múltiple, u otras plantas con características especiales, cuyas producciones energéticas para el siguiente año no son determinadas por el Cenace, los agentes entregarán para la aprobación del Cenace, un plan de producción para el período noviembre-febrero. Dicho plan de operación podrá ser calculado mediante la estadística operativa de producción. Opcionalmente, los agentes podrán presentar un plan de producción que garantice el 90% de cumplimiento mensual. La potencia media se determinará dividiendo la producción de energía declarada para el número de horas del período noviembre-febrero. Con esta potencia media, participarán en la asignación de potencia remunerable.

El Cenace podrá solicitar las modificaciones que fueren técnicamente justificables, para proceder a su aprobación. Una vez aprobado este plan, las centrales hidroeléctricas deberán ajustarse al mismo. En el caso de existir desvíos en defecto, al final del período noviem-

bre-febrero, el Cenace reducirá el monto asignado de Potencia Remunerable en la misma magnitud. Este monto asignado reajustado, será aplicado para todo el período octubre-septiembre. Si el Cenace rechaza el plan de operación, procederá al cálculo de la potencia remunerable, así como a los reajustes correspondientes en casos de desvíos en defecto.

Para las unidades termoeléctricas la potencia media corresponderá al promedio de la potencia efectiva disminuida por efecto de los mantenimientos declarados por los agentes y aprobados por el Cenace, para el período noviembre-febrero. Los costos variables de las unidades termoeléctricas corresponderán a los declarados para el mes de septiembre de cada año.

La potencia efectiva de las unidades termoeléctricas se obtiene de la siguiente manera:

$$PED_i = PE_i \times (1 - IM_i)$$

Donde: PED_i : Potencia efectiva de la unidad "i".

PE_i : Potencia efectiva disponible de la unidad "i".

IM_i : Indisponibilidad por mantenimiento de la unidad "i", la razón entre el número de días de indisponibilidad en el periodo dividido por el número de días calendario del periodo).

Las unidades termoeléctricas se agregarán con sus potencias medias, en orden de mérito a sus costos variables de producción, hasta cubrir la demanda máxima del período noviembre-febrero.

Las importaciones de energía serán consideradas por el Cenace de acuerdo a la estadísticas de precios y de capacidad operativa de las importaciones por los enlaces internacionales para el período noviembre-febrero. Esta incorporación es para fines de cobertura de la demanda mas no remunerativos. Para el caso de nuevos enlaces internacionales se efectuará una estimación de las importaciones en función de precios y transferencias pronosticadas.

En caso de insuficiencia de recursos de generación para la cobertura de la demanda máxima del período, se remunerará únicamente la magnitud de la potencia puesta a disposición por los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos disponibles en el MEM.

El cálculo lo efectuará el Cenace hasta el 30 de septiembre de cada año y los valores calculados tendrán vigencia para los siguientes doce meses; en consecuencia, los Generadores asignados para cubrir la demanda, recibirán el valor por Potencia Remunerable durante todo el siguiente período, octubre-septiembre.

El valor de la reserva técnica será determinado por el Cenace, para cada trimestre, de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico. Este cálculo trimestral se lo efectuará, de acuerdo a lo que dispone el Artículo 48 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, para los períodos: octubre-diciembre, enero-marzo, abril-junio y julio-septiembre. La asignación para la reserva técnica, se la hará de acuerdo a los requerimientos técnicos señalados en el inciso anterior. Los generadores asignados para cubrir la reserva, recibirán el valor por potencia remunerable durante el trimestre correspondiente.

Para determinar la unidades de generación que constituirán la reserva de generación, primero se verifica cuales de las unidades asignadas con PRPD anual, contribuyen a satisfacer los requerimientos de generación por confiabilidad, calidad y seguridad del S.N.I., si estas no fueren suficientes y existiere disponibilidad de unidades de generación en las áreas o nodos que demanda el sistema, se agregan unidades adicionales que permiten satisfacer los requerimientos de reserva. El total de reserva de generación a remunerar se obtiene como sigue:

$$RGR(k) = 0, \quad \text{si } \sum_i PRPD_{D_{MAX}}(k, i) \geq GO(k), i \in I_k$$

Contrario

$$RGR(k) = GO(k) - \sum_i PRPD_{D_{MAX}}(k, i), k \in C I_k$$

$$RGRT = \sum_k RGR(k)$$

Donde:

- i : índice de la unidad de generación.
- k : índice del nodo ó área eléctrica considerada.
- I_k : conjunto de generación en el área k .
- K : Conjunto de unidades de áreas o nodos eléctricos.

$RGR(k)$: Reserva de Generación Remunerada en el área k .

$PRPD_{D_{MAX}}(K, i)$: Potencia Remunerada Puesta a Disposición por demanda máxima en el área k , unidad i .

$GO(k)$: Generación obligada requerida en el área k .

$RGRT$: Reserva de Generación Remunerada Total.

Precio unitario de potencia para remuneración y costos de arranque y parada. El precio unitario de potencia corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta ó reserva de energía en el año seco identificado. El costo mensual de capital se determina con el factor de recuperación del capital, considerando la tasa de descuento utilizada en el cálculo de tarifas. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar será definido cada cinco años por el Conelec. La reserva adicional de potencia se remunerará con el valor que resulte de la licitación, el mismo que no podrá ser mayor al definido para la potencia remunerable puesta a disposición y reserva para regulación de frecuencia.

Compensaciones por restricciones operativas. Cuando existan restricciones operativas que obliguen el despacho de unidades menos económicas, el Cenace establecerá los mecanismos para que la generación producida por dichas unidades sea remunerada al generador, a su costo variable declarado y evite las distorsiones que por este concepto puedan producirse en la fijación de los precios del mercado.

Costos y sobre-costos no incluidos en los precios del MEM. Los costos originados por inflexibilidades operativas que puedan tener las unidades de generación, que las obliguen a mantenerse en operación en períodos que no son requeridos por el sistema, no incidirán en los costos económicos del Mercado Eléctrico Mayorista. Los sobre-costos producidos serán calculados por el Cenace y cubiertos por el agente del MEM que los provoque, para compensar al que entró sobre el despacho económico, excepto aquellos sobre-costos que se produzcan por causa mayor, caso fortuito, construcción, pruebas y puesta en servicio de las obras contempladas en el plan de expansión de transmisión y mantenimientos programados y coordinados con el Cenace. Los sobre-costos, con relación a los precios del mercado, serán asumidos por el agente propietario de la unidad inflexible. El Conelec establecerá las regulaciones pertinentes. En caso de que, por condiciones operativas del sistema, se requiera parar unidades del tipo turbo-vapor, se reconocerán los costos de arranque y parada.

Costos de energías renovables no convencionales. El despacho preferente de plantas que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del Cenace, no podrá exceder el 2% de la capacidad instalada de los generadores del MEM. Toda la energía proveniente de fuentes renovables no convencionales entregada al SNI no formará parte del despacho económico; esto es, sus costos no serán tomados en cuenta para la fijación del costo marginal. El Conelec establecerá los precios²⁸ que el Cenace utilizará para valorar la producción de cada una de estas plantas, sobre la base de referencias internacionales, cuyo valor total será distribuido proporcionalmente a las transacciones económicas realizadas por los distribuidores y grandes consumidores en el MEM.

Cargo equivalente de energía. Para el cobro por conceptos de potencia remunerable puesta a disposición, reserva adicional de potencia, reserva para regulación secundaria de frecuencia, y costos de arranque y parada de una unidad turbo-vapor, el Cenace obtendrá, una vez concluido cada mes y para el período total del mes concluido, un valor por unidad de energía denominado Cargo Equivalente de Energía. Este cargo corresponderá a la relación entre la remuneración total que los generadores percibirán por potencia remunerable puesta a disposición, reserva adicional de potencia y reserva para regulación secundaria de frecuencia y por los costos de arranque y parada de una unidad turbo-vapor, en ese período y, la correspondiente energía total entregada en las horas de demanda media y punta a los distribuidores y grandes consumidores, en los respectivos nodos de cada agente receptor.

Cobro por potencia remunerable puesta a disposición, reserva adicional de potencia, reserva para regulación secundaria de frecuencia y costos de arranque y parada. Una vez concluido cada mes y para el mes terminado, el Cenace establecerá el valor que se debe cobrar a cada receptor por conceptos de potencia remunerable puesta a disposición, reserva adicional de potencia, reserva para regulación secundaria de frecuencia y costos de arranque y parada de una unidad turbo-vapor en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Este monto se calculará sobre la base de la energía recibida en las horas de punta y de demanda media, en su nodo, valoradas con el cargo equivalente de energía. En el caso de los contratos a plazo, el Cenace informará a cada uno de los generadores las cantidades de energía que por estos conceptos deberán ser consideradas, cuando sea aplicable.

Transacciones de potencia reactiva. Todos los agentes son responsables por el control del flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio en función de las regulaciones que emita el Conelec sobre la materia. Con base en el equipamiento para suministrar potencia reactiva, declarado por los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores, el Cenace verificará el cumplimiento de la calidad del servicio, esto es, niveles de tensión y sobrecarga del equipamiento y se determinará los cargos fijos que deben abonar los agentes del mercado por el incumplimiento de las regulaciones.

Indicadores del mercado mayorista

Los indicadores principales de este mercado muestran incrementos importantes en los últimos años. El Cuadro 11 muestra que los volúmenes de transacción de energía en este mercado se han ido incrementando y que durante el periodo analizado, este mercado ha representado la mayor parte del valor de las transacciones. Así mismo el Gráfico 15 muestra la volatilidad en aumento del precio medio en este mercado, así como el comportamiento estable del precio medio final en el mercado de contratos.

El comportamiento estable de los precios de los contratos puede explicarse por que estos no permiten la indexación de los precios y los estos permanecen fijos. Del cuadro puede apreciarse, sin embargo, que los volúmenes transados por medio de contratos han ido descendiendo de forma importante a partir de la dolarización. Esto puede ser explicado por la mayor rentabilidad que presenta el mercado ocasional y por que el incumplimiento por parte de las distribuidoras ha justificado su terminación. A pesar de que el incumplimiento por parte de las distribuidoras se exagera al tener que adquirir la energía a precios mayores en el mercado ocasional, la esperanza representada por la cancelación del déficit tarifario de las distribuidoras a las generadoras por parte del gobierno fomenta la continuación de esta práctica. Esto es confirmado en la reciente reforma a la Ley del Servicio Eléctrico. Por el otro lado, se espera que el volumen de energía vendido por medio de contratos permanezca relativamente inalterado ya que los distribuidores que han cumplido con sus compromisos son los que presentan balances financieros saludables, logrando renovar los contratos.

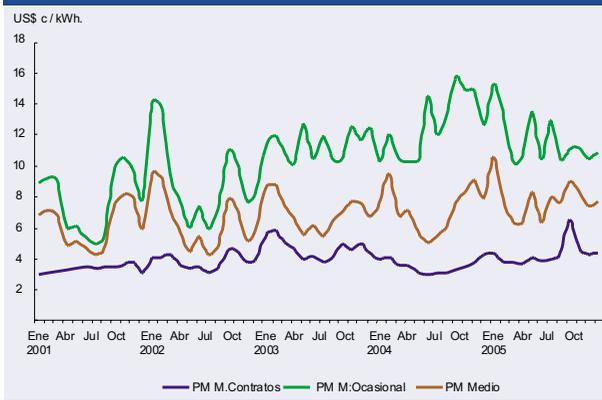
28. Un análisis pormenorizado de la regulación e incentivos estatales al uso de energías renovables no convencionales fue presentado en este documento en la sección 3.

Cuadro 11: Volumen y valor de las facturaciones de energía en el mercado ocasional del MEM

Tipo de empresa	Energía recibida (GWh)	Energía comprada mercado ocasional (GWh)	Factura energía y potencia mercado ocasional (miles USD)	Factura peaje de distribución (miles USD)	Factura transmisor mercado ocasional (miles USD)	Factura total mercado ocasional (miles USD)
Total distribuidora	12.248,73	6.440,55	646.142,16	-	101.770,48	747.912,64
Total gran consumidor	1.172,08	-	-7.839,43	4.912,39	7.839,43	4.912,39
Total exportación	16,03	16,03	211,26	16,29	110,51	338,05
Total 2005	13.436,84	6.456,58	638.514,00	4.928,67	109.720,41	753.163,08
Total distribuidora	11.607,08	5.238,12	535.454,80	-	95.331,07	630.785,87
Total gran consumidor	906,39	-	6.419,23	3.129,01	6.680,64	16.228,89
Total exportación	34,97	34,98	516,23	-	247,31	763,53
Total 2004	12.548,45	5.273,10	542.390,26	3.129,01	102.259,02	647.778,29
Total distribuidora	10.967,10	4.181,59	447.979,05	-48,79	22.662,77	470.593,02
Total gran consumidor	636,67	0,00	2.558,93	2.151,07	293,13	5.003,13
Total exportación	67,20	67,20	2.490,70	-	-	2.490,70
Total 2003	11.670,97	4.248,79	453.028,67	2.102,29	22.955,90	478.086,85
Total distribuidora	10.462,11	5.141,84	395.821,30	-175,63	66.797,60	462.443,27
Total gran consumidor	477,50	2,60	3.551,89	175,63	3.131,21	6.858,73
Total 2002	10.939,62	5.144,44	399.373,19	0,00	69.928,81	469.302,00
Total distribuidora	10.103,30	6.533,79	456.737,11	-502,13	39.797,50	496.032,47
Total gran consumidor	174,41	0,10	1.810,69	502,13	1.164,01	3.476,84
Total 2001	10.277,72	6.533,89	458.547,80	0,00	40.961,51	499.509,30
Total distribuidora	9.881,85	8.946,86	361.536,30	-	40.563,67	402.099,98
Total 2000	9.881,85	8.946,86	361.536,30	-	40.563,67	402.099,98
Total distribuidora	9.246,45	9.246,45	306.141,87	-	36.174,11	342.315,99
Total 1999	9.246,45	9.246,45	306.141,87	-	36.174,11	342.315,99

Fuente: Conelec

Gráfico 15: Evolución de los precios en el mercado mayorista en Ecuador



Fuente: Conelec

3. Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) a diciembre de 2005 se encontraba conformado en su parte básica por un anillo a 230 kV, con líneas de doble circuito que unen las subestaciones de Paute, Milagro, Pascuales

(Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba. Vincula fundamentalmente el principal centro de generación del país, la central hidroeléctrica de Paute, con los dos grandes centros de consumo Guayaquil y Quito.

Además, se dispone de una línea adicional de 230 kV, doble circuito, entre Paute, Pascuales y Trinitaria (Guayaquil), la misma que, junto con el anillo principal, permiten evacuar sin grandes restricciones, la generación disponible de la central hidroeléctrica Paute. La línea de transmisión Pomasqui-Frontera con Colombia a 230 kV, que en lado colombiano llega a la subestación Jamondino en Pasto, interconecta el SNI con el sistema eléctrico colombiano, siendo inaugurada en marzo de 2003. Esta línea de 250 MW de capacidad de transmisión se agrega a una existente a 138 kV que trabaja de forma aislada en territorio ecuatoriano. Un tercer vínculo a 230 kV con 250 MW de capacidad de transferencia se encuentra en construcción, estimándose se entrada en servicio el primer semestre de 2007²⁹.

29. En el mediano plazo no se proyectan nuevas interconexiones con Colombia debido a los grandes refuerzos requeridos en el sistema de transmisión de ese país. Las expansiones de las interconexiones internacionales podrían venir por vinculaciones más fuertes con Perú.

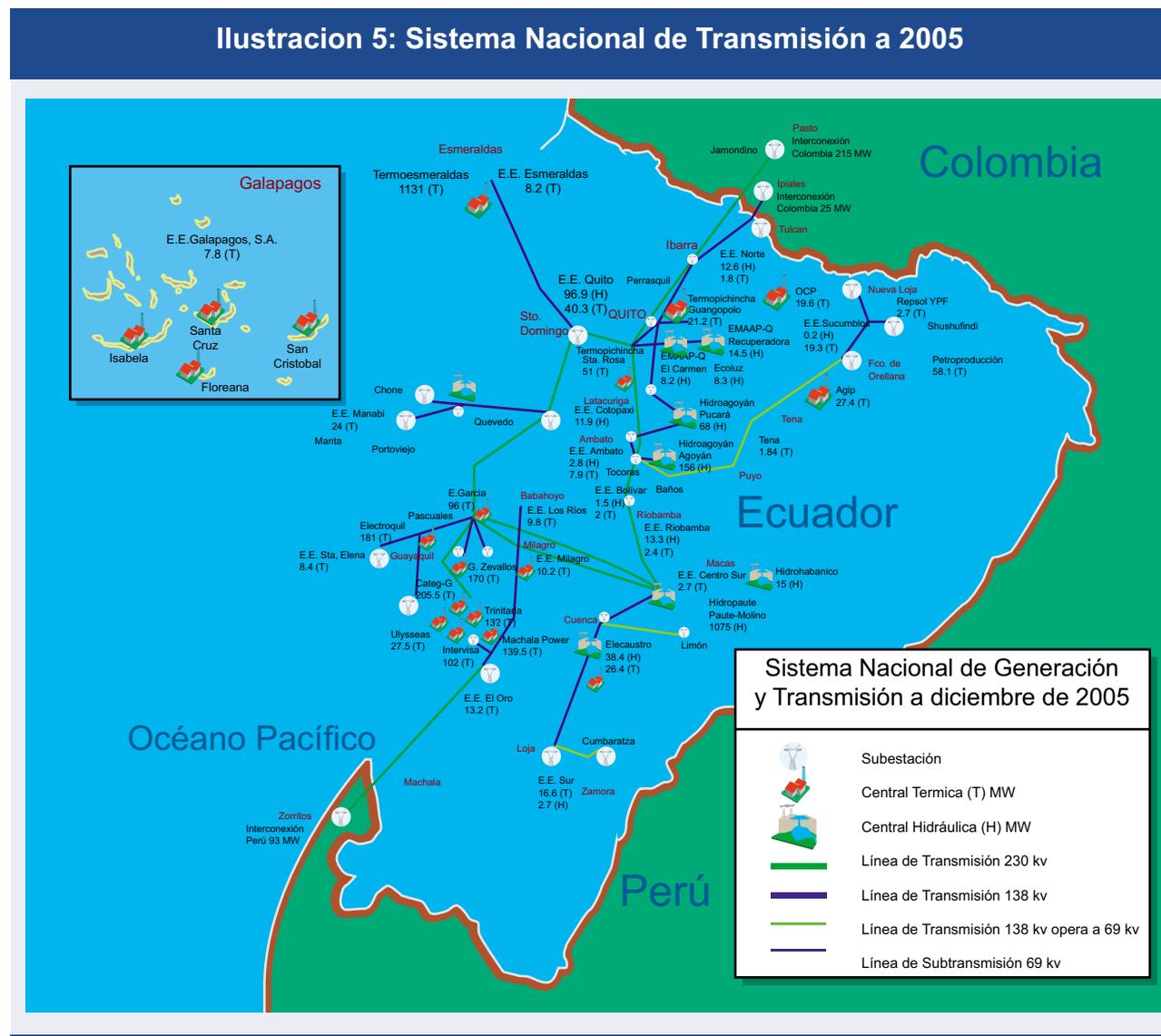
En enero de 2005 quedó terminada, probada y disponible la línea de 230 kV Machala–Frontera Ecuador–Perú y el tramo Frontera–Sub-estación Zorritos en Perú. La misma se utilizó durante algunos días en los meses de mayo y julio de 2005 y se espera llegar a un acuerdo regulatorio definitivo con las autoridades de Perú, a fin de que pueda ser utilizada convenientemente esa interconexión radial.

Del anillo troncal de transmisión de 230 kV, se derivan líneas radiales de 138 y 69 kV, que permiten enlazar los principales centros de generación y de consumo del país, excepto algunas zonas del oriente y las islas Galápagos, que operan como sistemas aislados. La configuración actual del SNT se presenta en la Ilustración 5 en donde se ubican además las principales centrales generadoras.

El sistema de transmisión en Ecuador, a diciembre de 2005, estaba conformado por 2.562 km. de circuitos de 230 kV, 2.589 km. aislados para 138 kV; y, 6.410 MVA de capacidad máxima en transformadores de las subestaciones del SNT.

Además de las líneas que son de propiedad de TRANSELECTRIC, existen otras de 138 kV como la línea Recuperadora–El Carmen–Santa Rosa, que pertenece a la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito (EMAAP-Q); la línea Baños–Puyo, que opera a 69 kV, y es de propiedad de la Empresa Eléctrica Ambato, y la línea Bajo Alto–San Idelfonso de propiedad de Machala Power.

Ilustración 5: Sistema Nacional de Transmisión a 2005

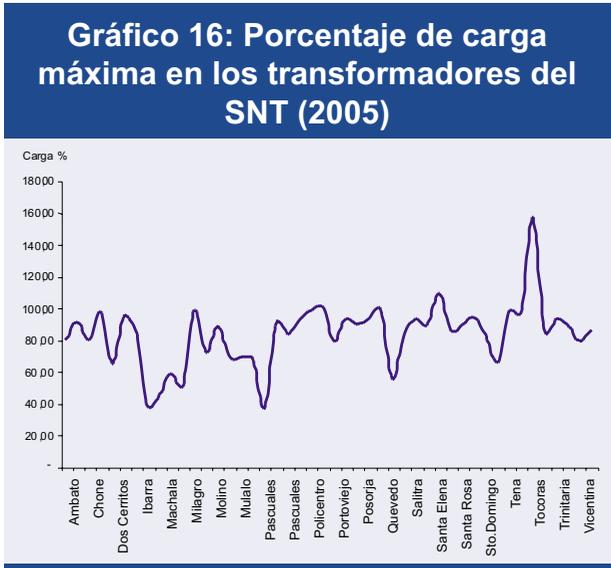


Fuente: Conelec

El nivel de carga de las subestaciones de transmisión es crítico. En el Gráfico 16 se presentan, en porcentajes, la carga máxima que han soportado los transformadores del SNT. Se observa que, durante el año 2005, la mayoría de los equipos registraron demandas máximas cercanas al 100% de su capacidad. El caso más delicado durante ese año fue el del transformador Totoras ATT que muestra un porcentaje total de 156%.

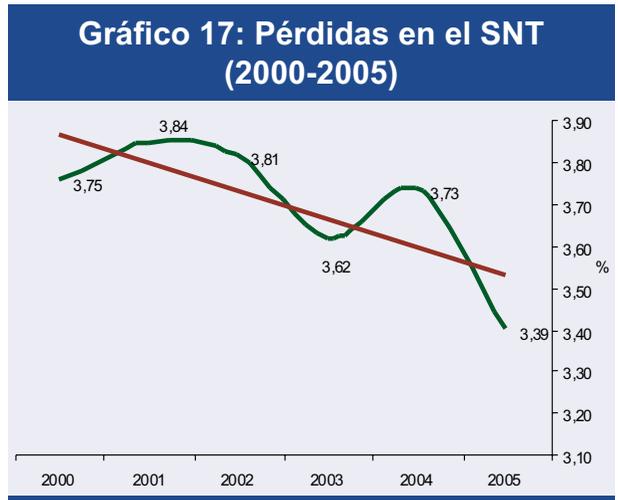
Para la determinación del costo medio del Sistema de Transmisión y de la tarifa de transmisión, se consideran los costos de inversión ya realizados así como las futuras expansiones requeridas, la depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas. Los costos de inversión provienen del plan de expansión optimizado del sistema para un período de diez años, cuyo estudio debe ser preparado por el transmisor en coordinación con el Cenace y aprobado por el Conelec.

Según se establece en la LRSE y en el Reglamento de Tarifas Eléctricas, la tarifa de transmisión debe considerar un cargo por transporte, por el uso de las líneas y subestaciones del SNT, y un cargo por conexión, relacionado con el uso exclusivo de instalaciones y equipos por parte de un agente del Mercado Eléctrico Mayorista, para conectarse al SNT. Hasta el momento, la tarifa de transmisión ha venido considerando un cargo único calculado sobre la totalidad de las instalaciones que son de propiedad del transmisor. La estructura tarifaria de transmisión podrá modificarse una vez que Transelectric S.A. suscriba los contratos de conexión con los agentes conectados al SNT.



Fuente: Conelec

Las pérdidas totales del SNT asociadas a la transmisión muestran una tendencia decreciente, en parte por la expansión del sistema que desde junio de 2002 viene implementado la empresa Transelectric.



Fuente: Conelec

4. Distribución

A diciembre de 2005, en Ecuador existían 19 empresas eléctricas que se dedican a la distribución, las cuales están conformadas como sociedades anónimas, con participación casi exclusiva de accionistas del sector público. Adicionalmente y como se ha señalado anteriormente, el área de concesión de Guayaquil no cuenta con una empresa concesionaria y se encuentra por el momento a cargo de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG-D).

La Empresa Eléctrica Sucumbíos S.A. maneja un sistema de distribución, que no tenía conexión con el Sistema Nacional de Transmisión hasta julio de 2003, fecha en la que entró en servicio la nueva línea Tena-Coca, aislada para 138 kV y que operó provisionalmente a 69 kV hasta octubre de 2004, en que se energizó a 138 kV, posibilitando transferencias de hasta 10 MW. El remanente de la demanda debe ser cubierto localmente en el sistema de la Empresa Eléctrica Sucumbíos. A pesar de haberse interconectado, el Conelec aún considera esta región como un sistema aún no incorporado y por lo tanto beneficiaria de transferencias adicionales por parte del Estado. Esta empresa maneja además varios sistemas aislados en Putumayo, Nuevo Rocafuerte, etc. Las áreas de concesión de las empresas distribuidoras se muestran en la Ilustración 6 (ver pág. siguiente).

Ilustración 6: Áreas de concesión empresas eléctricas distribuidoras (2005)



Fuente: Conelec

En ciertos sectores de las provincias orientales existen pequeños sistemas menores o no incorporados que están dentro del área de concesión de algunas empresas distribuidoras; por lo que deben formar parte de dichas empresas. Algunas Empresas Distribuidoras operan también sistemas no incorporados; por ejemplo: E.E. El Oro en el Archipiélago de Jambelí, E.E. Guayas–Los Ríos en la Isla Puná, E.E. Sur en Zamora Chinchipe, E.E. Quito en Oyacachi, E.E. Centro Sur en Santiago y E.E. Esmeraldas en la zona norte.

Las empresas filiales de Petroecuador y las compañías petroleras que trabajan particularmente en el nororiente, disponen de sistemas de generación y distribución independientes. La filial Petroproducción cuenta con un

importante sistema con líneas de sub-transmisión a 34,5 kV, aislado en parte para 69 kV; y, líneas de 13,8 kV.

Los datos más importantes correspondientes al año 2005 de las 19 empresas de distribución y la CATEG-D se resumen en el Cuadro 12. Sólo las empresas Quito y CATEG-D, factura más del 50% de energía vendida a los consumidores regulados. Esto se explica por el mayor número relativo de habitantes en las provincias de concesión, específicamente la primera atiende al 26,8% y la segunda al 27,2% del total. En términos históricos, el balance de energía de las empresas distribuidoras desde 1990 hasta 2005, se muestra en el Cuadro 13. Se destaca que los niveles de pérdida, medidos en GWh, se han incrementado en más del 140% desde 1990 a 2005.

Cuadro 12: Principales indicadores de las empresas eléctricas de distribución (2005)

Empresa	Energía disponible (MWh)	Energía no regulados (MWh)	Energía regulados (MWh)	Energía terceros (MWh)	Pérdidas energía (MWh)	Pérdidas energía (%)	Promedio anual clientes	Precio (US\$ ¢/kWh)	Concesión (miles km ₂)
Ambato	361.730	-	308.252	26.791	51.844	14,33	166.728	10,89	40,81
Azogues	82.391	43.403	34.001	-	4.591	5,57	25.884	11,81	1,19
Bolívar	51.621	40 42.1	15	-	9.466	18,34	42.163	12,95	4,00
Categ-D	3.396.535	-	2.462.524	352.385	929.314	27,36	423.222	7,51	1,40
Centro Sur	615.669	84.112	472.998	20.023	58.351	9,48	244.185	9,73	28,96
Cotopaxi	256.636	78.727	142.030	35.586	34.492	13,44	85.122	10,65	5,56
El Oro	495.009	-	344.750	-	150.259	30,35	150.980	9,85	6,75
Esmeraldas	343.998	-	239.340	-	104.659	30,42	73.398	8,47	15,37
Galápagos	22.783	-	20.997	-	1.787	7,84	5.974	9,47	7,94
Guaya- Los Ríos	808.554	-	493.767	325.432	308.271	38,13	170.847	10,02	10,51
Los Ríos	242.303	-	166.305	8.792	75.473	31,15	72.323	9,67	4,06
Manabí	915.288	-	547.177	16.042	367.208	40,12	198.720	10,25	16,86
Milagro	368.712	-	212.530	84.792	154.321	41,85	103.196	10,12	6,17
Norte	351.253	-	300.033	11.426	51.220	14,58	159.478	9,99	11,98
Quito	2.943.777	123.782	2.426.481	31.293	386.952	13,14	641.137	7,96	14,97
Riobamba	179.181	-	143.681	42.151	35.113	19,60	120.819	10,60	5,94
Santa Elena	304.897	-	210.352	23.200	94.528	31,00	80.621	9,77	6,77
Sto. Domingo	285.808	-	231.138	10.363	54.207	18,97	103.245	9,80	6,57
Sucumbios	125.405	-	77.662	-	47.743	38,07	33.133	10,49	37,84
Sur	195.466	128	168.245	37	27.091	13,86	121.259	11,45	22,72
Total	12.347.016	330.191	9.044.378	988.314	2.946.889	23,87	3.022.432	8,82	256,37

Fuente: Conelec

Durante los 15 últimos años, el factor de carga muestra una tendencia creciente con un desfase pronunciado durante el periodo 1994-1997. Realizando una comparación interanual a partir del año 2000, el factor de carga disminuyó hasta que finalmente en 2005 incrementó, lo que indica una mejora en la utilización de las redes.

En términos de valor, la facturación a las distribuidoras por la energía entregada fue de US\$ 978.60 millones, US\$ 760,53 millones (77,72%) se realizó en el mercado

ocasional y US\$ 218,07 millones (22,28%) en el mercado de contratos. El precio medio de compra de energía por parte de las distribuidoras en el año 2005, y como lo muestra el Cuadro 14 (ver pág. siguiente), fue de 8,00 ¢US\$ / kWh. Este es el precio medio resultante de los precios promedios generados tanto en el mercado de contratos como en el mercado ocasional. En el mercado de contratos el precio medio de venta de energía fue de 3.69 US\$ c / kWh, mientras que en el mercado ocasional fue de 12,04 ¢US\$ / kWh.

Cuadro 13: Balance de energía de las empresas eléctricas distribuidoras (1990-2005)

Año	Energía disponible (GWh)	Var. (%)	Energía total facturada (GWh)	Var. (%)	Pérdidas de energía (GWh)	Var. (%)	Pérdidas (%)	Demanda máxima no coincidente (MW)	Var. (%)	Factor de carga (%)
2005	12.347,02	5,5%	9.456,26	6,2%	2.946,89	5,1%	23,87	2.344,20	2,2%	60,13%
2004	11.705,91	5,1%	8.901,36	4,5%	2.804,55	7,3%	23,96	2.293,75	5,2%	58,26%
2003	11.134,51	5,3%	8.521,69	4,7%	2.612,83	7,3%	23,47	2.173,97	4,0%	58,47%
2002	10.574,89	2,7%	8.140,15	2,2%	2.434,74	4,6%	23,02	2.087,11	5,1%	57,84%
2001	10.292,79	1,9%	7.965,60	1,1%	2.327,19	4,8%	22,61	1.979,94	2,0%	59,34%
2000	10.099,18	3,0%	7.878,33	1,6%	2.220,85	8,2%	21,99	1.940,57	1,1%	59,41%
1999	9.809,46	-4,9%	7.756,93	-5,6%	2.052,53	-2,0%	20,92	1.920,07	-3,0%	58,32%
1998	10.310,83	5,2%	8.215,88	5,1%	2.094,94	5,8%	20,32	1.976,80	1,9%	59,54%
1997	9.796,90	11,5%	7.816,35	10,5%	1.980,55	15,5%	20,22	1.938,90	8,2%	57,68%
1996	8.787,58	10,5%	7.072,87	10,3%	1.714,71	11,2%	19,51	1.779,40	6,3%	56,38%
1995	7.953,76	3,4%	6.411,41	5,4%	1.542,35	-4,3%	19,39	1.667,00	7,8%	54,47%
1994	7.692,40	9,5%	6.080,23	9,7%	1.612,17	8,9%	20,96	1.536,90	10,8%	57,14%
1993	7.023,32	2,7%	5.542,86	1,0%	1.480,46	9,7%	21,08	1.371,50	2,8%	58,46%
1992	6.837,56	3,2%	5.487,64	3,9%	1.349,92	0,5%	19,74	1.332,70	3,2%	58,57%
1991	6.623,51	9,7%	5.280,82	9,8%	1.342,68	9,4%	20,27	1.289,96	8,6%	58,61%
1990	6.037,25		4.809,73		1.227,52		20,33	1.179,67		

Fuente: Conelec

Cuadro 14: Energía comprada, precio medio y valor adeudado por las EE de distribución (2005)

	Energía comprada (MWh)	Total (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	Valor pagado (USD)	Valor adeudado (USD)	Adeudado / comprado (%)
Ambato	443.422,2	36.809.982,0	8,3	36.469.078,3	340.903,6	1%
Azogues	83.401,1	3.936.338,9	4,7	3.704.595,1	231.743,7	6%
Bolívar	51.621,0	4.245.343,5	8,2	775.319,1	3.470.024,4	82%
CATEG-D	3.396.535,3	303.481.744,5	8,9	227.605.893,9	75.875.850,6	25%
Centro Sur	615.662,3	35.176.027,2	5,7	34.741.459,3	434.567,9	1%
Cotopaxi	243.290,7	13.501.243,4	5,5	13.501.243,4		
El Oro	494.680,1	39.712.329,5	8,0	24.472.854,2	15.239.475,3	38%
Esmeraldas	343.998,7	27.169.877,3	7,9	21.829.350,9	5.340.526,4	20%
Guayas–Los Ríos	807.612,1	68.355.833,8	8,5	18.399.891,9	49.955.941,9	73%
Los Ríos	242.303,8	20.795.920,8	8,6	4.716.492,0	16.079.428,7	77%
Manabí	915.287,7	85.209.129,3	9,3	33.496.652,9	51.712.476,4	61%
Milagro	368.712,0	30.594.950,4	8,3	11.309.551,6	19.285.398,8	63%
Norte	351.320,9	24.384.382,9	6,9	8.281.125,3	16.103.257,6	66%
Quito	2.823.636,2	197.409.137,3	7,0	126.903.595,1	70.505.542,2	36%
Riobamba	177.088,1	14.993.079,3	8,5	14.993.079,3		
Santa Elena	304.897,1	26.740.833,3	8,8	10.837.492,2	15.903.341,1	59%
Sto. Domingo	285.885,3	22.156.586,5	7,8	13.495.620,8	8.660.965,7	39%
Sucumbíos	85.083,7	7.670.587,6	9,0	7.670.587,6		
Sur	195.465,9	16.260.032,4	8,3	11.346.404,6	4.913.627,8	30%
Total general	12.229.904,3	978.603.359,9	8,0	624.550.287,6	354.053.072,3	42%

Fuente: Conelec

Durante el año 2005, las deudas de las empresas distribuidoras por compra de energía a sus proveedores asciende a US\$ 354.053 millones, es decir, en promedio adeudan más del 42% del valor comprado. Los casos críticos son el de las EE. Bolívar, EE. Guayas–Los Ríos, y la EE Los Ríos que deben a sus proveedores de energía más del 70% del valor contraído.

La energía disponible para las empresas distribuidoras para venta a sus clientes, incluyendo los sistemas no incorporados a diciembre de 2005, fue de 12.347,02 GWh. De estos, 12.249,15 GWh (99,21%) fueron entregados por el SNT, 81,43 GWh (0,66%) se obtuvieron de sistemas no incorporados al SNT, 16,40 GWh (0,13%) procedieron de auto-productores cuya transacción no es registrada en el MEM y 0,04 GWh (0,004%) son el resultado de ventas entre empresas distribuidoras. No se considera la transferencia de energía de la E.E. Ambato a la E.E. Sucumbíos (81,69 GWh), ya que dicha energía está dentro de la disponibilidad de E.E. Sucumbíos y luego es facturada a sus clientes regulados. En este análisis, debe considerarse que el gran consumidor Interagua, compró 133,22 GWh a la Generadora Hidropaute y dicha energía se la suministró desde la subestación Pascuales del SNT, es decir, que esta energía no pasó por ninguna empresa distribuidora.

Dentro del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, se han clasificado a los usuarios de la energía en dos tipos: los regulados, es decir, aquellos que se acogen al Pliego Tarifario y los no regulados, que son aquellos que realizan contratos a plazo con las generadoras. La facturación de las empresas distribuidoras en 2005 fue de US\$ 816,45 millones, a un precio medio de 8.69 ¢US\$ / kWh, cifra que no incluyen tasa e impuestos. De este total recaudado, US\$ 797.39 millones se le facturó a los clientes regulados, a un precio medio de 8.82 ¢US\$ / kWh. Los clientes regulados, a diciembre de 2005, ascendían a 3,022,432. Por su parte, la energía vendida a los clientes no regulados de las empresas distribuidoras fue de US\$. 19,05 millones a un precio medio de 5.36 ¢US\$ / kWh. Por otro lado, para satisfacer la demanda de los abonados que por su ubicación no pueden ser atendidos por la empresa distribuidora de su área de concesión y por la distancia al Sistema Nacional Interconectado, se produjo la transferencia de energía en bloque entre distribuidoras de 81,73 GWh a un valor de USD 6.93 millones (precio medio de 8.48 ¢USD / kWh).

Los grandes consumidores son usuarios finales cuyo consumo les facultan a acordar libremente el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio con un generador o distribuidor³⁰. Tienen un régimen particular permitiéndoles que de forma autónoma o por medio de terceros (también llamados comercializadores), firmen contratos de forma libre, directamente con el proveedor de energía y potencia, cancelando los peajes de transmisión y distribución a quién corresponda. La figura de grandes consumidores es establecida para introducir competencia en el sector, forzando a las empresas distribuidoras a incrementar su eficiencia y evitar la presencia de subsidios cruzados implícitos, además de crear incentivos y garantías para la expansión de la generación. Ecuador posee un cronograma agresivo de reducción de los niveles para los cuales se puede catalogar como gran consumidor.

Como se puede apreciar en el Cuadro 15 el cronograma de reducción ha disminuido de forma importante en los últimos tres años, reduciéndose en un tercio el requisito mínimo para participar directamente en el MEM. Esto debería dinamizar el MEM de forma importante ya que una pequeña empresa podría participar. Para que tenga un elevado impacto esta medida, sin embargo, es requerido que se vayan reduciendo paulatinamente los subsidios generalizados que viene aplicando el Estado a través de, por ejemplo, el déficit tarifario.

Cuadro 15: Cronograma de reducción de los niveles para poder ser catalogado como gran consumidor

Periodo de presentación de la solicitud	Requisitos mínimos	
	Demanda promedio mensual (kw)	Consumo anual (mwh)
Hasta diciembre 2002	1000	7000
Enero–Junio 2003	930	6500
Julio–Diciembre 2003	860	6000
Enero–Junio 2004	790	5500
Julio–Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

Fuente: Subsecretaría de Electricidad

V. TARIFAS

1. Principios tarifarios

- Las tarifas aplicables a los consumidores finales debe cubrir el precio referencial de generación (PRG), el costo medio del sistema de transmisión (CMT), y el valor agregado de distribución (VAD).
- Las tarifas deben reflejar los costos reales del servicio basados en parámetros internacionales de calidad y eficiencia.
- Los pliegos tarifarios deben ser elaborados considerando índices de gestión establecidos vía regulación por el Conelec.

Las estructura tarifaria para el consumidor final debe reflejar los costos que los clientes originen según sus modalidades de consumo y nivel de voltaje de suministro.

- En la elaboración de los pliegos tarifarios se debe tomar en cuenta el derecho de los consumidores de más bajos recursos a acceder al servicio eléctrico dentro de condiciones económicas acordes a sus posibilidades.
- En relación a lo anterior, los consumidores de bajo consumo deben ser subsidiados por los usuarios residenciales de mayor consumo en cada zona geográfica.

Índice de gestión

En aplicación de la disposición legal, el Directorio del Conelec mediante Resolución No. 009/00, estableció los siguientes índices de gestión:

Activos en servicio. los activos reportados por las empresas distribuidoras, en su valor de reposición a nuevos, son verificados por el Conelec atendiendo a su razonabilidad respecto de las instalaciones efectivamente puestas en operación y a los precios vigentes en el mercado.

Gastos de operación y mantenimiento. Se consideran los siguientes valores máximos, expresados como porcentaje de los activos en servicio: para el Sistema de Transmisión: 3%, para Líneas de Sub-transmisión: 3%, para Subestaciones de Distribución: 4% y para Medio y Bajo voltaje: 4%.

30. Regulación Conelec No. 008/02, 16 de octubre de 2002.

Pérdidas eléctricas. Los límites admisibles de pérdidas en la etapa de distribución, de acuerdo con las zonas de servicio predominantes dentro de cada área de concesión, serán los siguientes: área predominantemente urbana: 12%, área urbana y rural, equilibradas: 14% y área predominantemente rural: 16%.

Pliegos tarifarios

Los pliegos tarifarios contendrán las tarifas al consumidor final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajuste correspondientes. Las tarifas al Usuario Regulado estarán destinadas a todos los consumidores que no hayan suscrito un contrato a plazo con un generador o un distribuidor. Las tarifas de transmisión y los peajes de distribución serán los pagos que deberán realizarse a favor del transmisor o del distribuidor, respectivamente, por quienes utilicen dichas instalaciones. La liquidación de estos pagos estará a cargo del Cenace, en coordinación con el transmisor y los distribuidores. El pago del alumbrado público es de responsabilidad de las respectivas municipalidades.

Las tarifas al consumidor final serán estacionales. En función de los cargos variables se estructurarán como: monomías, monomías horarias, binomías y binomías horarias. Las tarifas monomías, son aquellas que tienen un cargo por energía; las tarifas monomías horarias, son las que tienen tres cargos por energía: en período de punta, en período de demanda media y en período de base; las tarifas binomías, son aquellas que tienen un cargo por potencia y un cargo por energía; y, las tarifas binomías horarias tienen cargos por potencia y energía dependiendo de los períodos de: punta, demanda media y base. Esta segmentación de tarifas busca mejorar la eficiencia en el consumo, generando incentivos a utilizar la energía en períodos de bajos precios.

Para alta y media tensión, serán binomías y binomías horaria. Para baja tensión, las tarifas residenciales y generales podrán ser: monomías, monomías horarias, binomías y binomías horarias en función de las características del consumo.

- Tarifa de transmisión. La tarifa de transmisión contemplará un cargo por transporte relacionado con el uso de las líneas y subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión y un cargo por conexión, relacionado con el uso de las instalaciones y equipos que, en forma exclusiva, le sirven a un agente del mercado mayorista para conectarse al Sistema Nacional de Transmisión para materializar sus transacciones. Estos cargos serán calculados con base en la demanda máxima mensual no coincidente. Los valores por pérdidas de energía serán remunerados conforme a lo establecido en el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Peajes de distribución. Los peajes de distribución tendrán un cargo por potencia que corresponde al costo del Valor Agregado de Distribución (VAD) hasta el punto de entrega y la compensación por las pérdidas técnicas asociadas. Se establecerán peajes de distribución para alta, media tensión y, de ser el caso, baja tensión.
- Reajustes. Las tarifas publicadas en el pliego tarifario, tanto para el consumidor final, como la tarifa de transmisión y los peajes de distribución serán reajustadas automáticamente con base en fórmulas aprobadas por el Conelec, y que forman parte de los pliegos tarifarios. Los reajustes se harán efectivos siempre y cuando los costos de generación, la tarifa de transmisión y el VAD, individualmente considerados, presenten una variación acumulada en el tiempo, superior al 5% en más o en menos de su base de cálculo.

Para el diseño de las fórmulas de reajuste el Conelec considerará la variación del costo de generación entre los costos referenciales de generación y los costos marginales reales provenientes del despacho a mínimo costo del Cenace. También considerará la variación de los costos de inversiones dado por (1) la variación, previamente auditada y comparada con costos del mercado, de los costos de inversión inicialmente considerados en los estudios, sustentados en los planes de expansión aprobados por el Conelec, (2) La variación en los planes de inversión. Para este fin se tomarán en cuenta tanto los cambios en las anualidades de los activos a costo de reposición, como los cambios en la cobertura del servicio, la disminución de pérdidas y el mejoramiento de la calidad del servicio.

Cualquier variación de los planes de expansión debe obtener, previamente, la aprobación del Conelec, (3) la variación anual de los costos de reposición de los activos en servicio, por efectos de la inflación interna para bienes y servicios de origen local; o, externa para bienes y servicios importados, con respecto al valor que tenían a la fecha en la que se fijaron las tarifas al iniciar determinado período y (4) la variación de los costos de operación y mantenimiento inicialmente considerados en los estudios, en función del Índice Nacional de Precios al Consumidor.

Sujetos de subsidio. Serán sujetos de subsidio los consumidores finales de la categoría residencial de más bajos recursos económicos, cuyos consumos no superen el consumo mensual promedio del consumo residencial en su respectiva zona geográfica, y en ningún caso superen el consumo residencial promedio a nivel nacional.

Se aplicarán subsidios por dos conceptos: El proveniente del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM y el subsidio cruzado entre los consumidores residenciales de mayor consumo y los de menor consumo.

Penalizaciones por bajo factor de potencia. Para aquellos consumidores a los cuales el Sistema de Medición considere la medición de energía reactiva y presenten un factor de potencia medio mensual inferior a 0,92, la facturación total mensual será recargada en un factor igual a la relación por cociente entre 0,92 y el factor de potencia registrado. Mas aún, cuando el valor medido del factor de potencia fuese inferior a 0,60, el distribuidor, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el consumidor adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

La valoración de los activos en servicio que se considerará para la fijación de las tarifas al consumidor final y peajes de distribución que están vigentes a partir de octubre de 2005 es el mayor valor que resulta de la comparación entre la valoración de los activos del año 2000 que ha sido considerada por el Conelec para la fijación de tarifas del período noviembre 2001 a octubre 2005, y aquella que resulte de la aplicación del inventario físico de unidades de propiedad estándar, valoradas con costos normalizados. Durante el cuatrienio noviembre de 2001 a octubre de 2005, los reajustes del VAD, en la compo-

nente del costo de inversión, se realizaron con base a las inversiones ejecutadas en el año inmediatamente anterior, para la disminución de pérdidas, mejoramiento de la calidad y expansión del servicio, revisadas por el Conelec.

2. Categorías y grupos de tarifas

De conformidad con el artículo 17 del Reglamento de Tarifas, por las características de consumo se consideran tres categorías de tarifas: residencial, general y alumbrado público; y, por el nivel de tensión, tres grupos: alta tensión, media tensión y baja tensión.

Categoría de tarifa residencial. Corresponde al servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los Consumidores, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. También se incluye a los Consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

Categoría general. Servicio eléctrico destinado a los Consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial y básicamente comprende el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria.

Categoría alumbrado público. Se aplicará a los consumos destinados al alumbrado de calles, avenidas y en general de vías de circulación pública; a la iluminación de plazas, parques, fuentes ornamentales, monumentos de propiedad pública; y, a los sistemas de señalamiento luminoso utilizados para el control del tránsito.

Grupo nivel de alta tensión. Para voltajes de suministro en el punto de entrega superiores a 40 kV y asociados con la sub-transmisión.

Grupo nivel de media tensión. Para voltajes de suministro en el punto de entrega entre 600 V y 40 kV. Dentro de este grupo se incluyen los consumidores que se conectan a la red de media tensión a través de transformadores de distribución de propiedad de la empresa de distribución para su uso exclusivo o de propiedad del consumidor.

Grupo nivel de baja tensión. Voltajes de suministro en el punto de entrega inferiores a 600 V.

Tarifas de baja tensión

Tarifa residencial. Se aplica a todos los consumidores sujetos a la Categoría de Tarifa Residencial, independientemente del tamaño de la carga conectada. En el caso de que el consumidor residencial sea atendido a través de un transformador de su propiedad y el registro de lectura sea en baja tensión, la empresa considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 2% en el monto total de energía consumida. El consumidor deberá pagar un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía y cargos crecientes por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

Tarifa residencial temporal (BTCRT). Se aplica a los consumidores residenciales que no tienen su residencia permanente en el área de servicio y que utilizan la energía eléctrica en forma puntual para usos domésticos (fines de semana, períodos de vacaciones, etc.). El consumidor deberá pagar un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía y un cargo único por energía en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

Tarifa general sin demanda (BTCGSD)

Tarifa G1. (Comercial sin demanda y entidades oficiales sin demanda). Se aplica a los consumidores sujetos a la Categoría de Tarifa General en Baja Tensión, cuya potencia contratada o demanda facturable sea de hasta 10 kW.

Tarifa G2. (Industrial artesanal). Se aplica a los consumidores sujetos a la Categoría de Tarifa General en Baja Tensión, cuya potencia contratada o demanda facturable sea de hasta 10 kW. En el caso particular de que el consumidor cumpla con estas condiciones y sea propietario del transformador de distribución, la empresa le aplicará esta tarifa.

Tarifa G3. (Asistencia social y beneficio público, sin demanda). Se aplica a los consumidores sujetos a la Categoría de Tarifa General en Baja Tensión, cuya potencia contratada o demanda facturable sea de hasta 10 kW. Los consumidores de las tarifas G.1, G.2 y G.3, deberán pagar un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía; y Cargos variables por energía expresados en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

Tarifa general con demanda (BTCGCD). Se aplica a los consumidores de la Categoría de Tarifa General en Baja Tensión, cuya potencia contratada o demanda facturable sea superior a 10 kW. El consumidor deberá pagar un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía; Un cargo por potencia, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, establecido en el pliego para la Tarifa de Media Tensión (MTD); Un cargo por energía, expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida, correspondiente al cargo superior de las tarifas G1 y G2 disminuido en un 20%. En el caso de los abonados de asistencia social y beneficio público que cumplan con la condición de una potencia contratada o una demanda superior a 10 kW, se aplicará los mismos cargos tarifarios definidos para estos abonados más adelante.

Tarifa de alumbrado público (BTAP). Por el consumo de energía eléctrica para Alumbrado Público, se pagará los siguientes cargos. Un cargo por potencia, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo y un cargo por energía, expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

Tarifas de media tensión

Las tarifas de media tensión se aplicarán a los consumidores comerciales, entidades oficiales, industriales, bombeo de agua, etc., servidos por la empresa en los niveles de voltaje entre 40 kV y 600V. Si un consumidor de este nivel de tensión, está siendo medido en baja tensión, la empresa considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente al 2% del monto total consumido en unidades de potencia y energía.

Tarifa de media tensión con demanda (MTD). Esta tarifa se aplicará a los consumidores que disponen de un registrador de demanda máxima o para aquellos que no disponen de registrador de demanda, pero tienen potencia contratada o calculada. El consumidor deberá pagar un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía; un cargo por potencia, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo; un cargo por energía, expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida.

Tarifa de media tensión con registrador de demanda horaria (MTDH). Esta tarifa se aplicará a los consumidores que disponen de un registrador de demanda horaria que les permite identificar los consumos de potencia y energía en los periodos horarios de punta, demanda media y de base, con el objeto de incentivar el uso de energía en las horas de la noche (22H00 hasta las 07H00). El consumidor deberá pagar los mismos cargos señalados anteriormente, bajo la siguiente estructura: Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía; Un cargo por demanda, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, afectado por un factor de corrección; Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida en el periodo de demanda media y de punta (07H00 hasta las 22H00), que corresponde al cargo por energía de la tarifa del punto anterior; un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida, en el periodo de base (22H00 hasta las 07H00), que corresponde al cargo por energía del punto anterior disminuido en el 20%.

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00-22H00) y la demanda máxima mensual del consumidor, el cargo por demanda aplicado a estos consumidores deberá ser ajustado mediante un factor de corrección (FC), que se obtiene de la relación:

$FC = DP/DM$, donde:

DP = Demanda máxima registrada por el consumidor en las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00–22H00).

DM = Demanda máxima del consumidor durante el mes.

En ningún caso este factor de corrección (FC), deberá ser menor que 0.60. La demanda mensual facturable, es la demanda máxima mensual registrada por el consumidor, la que no podrá ser menor al 60% de la potencia contratada o de la demanda facturable del consumidor.

Tarifa de media tensión para asistencia social y beneficio público. Se aplica para todos los consumidores que estén catalogados como de la Categoría de Tarifa General Asistencia Social y Beneficio Público servidos en media ten-

sión. El tratamiento tarifario es igual al descrito en los pliegos de Tarifa de Media Tensión con Demanda y Tarifa de Media Tensión con Registrador de Demanda Horaria, aplicando los cargos tarifarios señalados en el cuadro de cargos tarifarios para asistencia social y beneficio público en media tensión, publicados por el Conelec.

Tarifas de alta tensión

Las tarifas de alta tensión se aplicarán a los consumidores servidos por la empresa en los niveles de voltaje superiores a 40 kV y que deben disponer de un registrador de demanda horaria. El consumidor deberá pagar los siguientes cargos: Un cargo por comercialización, independiente del consumo de energía; Un cargo por demanda, expresado en US\$/kW, por cada kW de demanda facturable, como mínimo de pago, sin derecho a consumo, afectado por un factor de corrección; Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida en el periodo de demanda media y de punta (07H00 hasta las 22H00), disminuido en un 10%; Un cargo por energía expresado en US\$/kWh, en función de la energía consumida, en el periodo de base (22H00 hasta las 07H00), que corresponde al cargo por energía del punto anterior disminuido en el 20%.

Para su aplicación, se debe establecer la demanda máxima mensual del consumidor durante las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00-22H00) y la demanda máxima mensual del consumidor, el cargo por demanda aplicado a estos consumidores deberá ser ajustado mediante un factor de corrección (FC), que se obtiene de la relación:

$FC = DP/DM$, donde:

DP = Demanda máxima registrada por el consumidor en las horas de pico de la empresa eléctrica (18H00–22H00).

DM = Demanda máxima del consumidor durante el mes.

En ningún caso este factor de corrección (FC), deberá ser menor que 0,60. La demanda mensual facturable, es la demanda máxima mensual registrada por el consumidor, la que no podrá ser menor al 60% de la potencia contratada o de la demanda facturable del consumidor.

Consumos estacionales y ocasionales

Consumos estacionales. Los consumidores de la categoría de tarifa general ubicados en media y alta tensión, con regímenes de consumo estacional, pueden definir hasta dos períodos estacionales. Los cargos por energía y el de comercialización serán los mismos que se utilizan para los clientes estables. Los cargos por demanda en la estación baja serán los correspondientes a las tarifas relacionados con la demanda del cliente en ese período, el cargo por potencia en la estacionalidad alta estará afectado por un factor de recargo del 100% del cargo correspondiente a la demanda. Si la estacionalidad alta supera los seis meses, el cargo por potencia de esta estacionalidad estará afectado por un factor de recargo resultante de la relación: $12/n$, donde n es el número de meses de la estacionalidad alta.

Consumos ocasionales. Los consumidores de tipo ocasional, tales como circos, ferias, espectáculos públicos al aire libre y otros similares, con demanda en alta, media o baja tensión, se les ubica en la Categoría de Tarifa General y se acogerán a esta tarifa. Los cargos por energía y comercialización serán los mismos que se utilizan para los clientes estables, el cargo por potencia estará afectado por un factor de recargo del 100% del cargo correspondiente a la demanda.

Demanda facturable

En el caso de disponer de un registrador de demanda máxima: la demanda mensual facturable corresponde a la máxima demanda registrada en el mes por el respectivo medidor de demanda, y no podrá ser inferior al 60% del valor de la máxima demanda de los doce últimos meses incluyendo el mes de facturación.

Para el caso de los consumidores que utilizan la energía para bombeo de agua de usos agrícola y piscícola, la demanda mensual facturable, será igual a la demanda mensual registrada en el respectivo medidor.

En el caso de no disponer de un Registrador de Demanda: la demanda facturable se computará de la siguiente manera: 90% de los primeros 10 kW de carga conectada, 80% de los siguientes 20 kW de carga conectada, 70%

de los siguientes 50 kW de carga conectada y 50% del exceso de carga conectada.

Demanda de aparatos de uso instantáneo: los procedimientos para la determinación de la demanda facturable señalados en los puntos anteriores, no se aplicarán en el caso de cargas correspondientes a aparatos de uso instantáneo como son por ejemplo: soldadoras eléctricas, equipos de rayos X, turbinas de uso odontológico, etc. En estos casos la demanda facturable considerará adicionalmente la potencia de placa tomando en cuenta el punto de regulación donde trabajan estos aparatos o la medición de la potencia instantánea de tales equipos. La demanda total facturable corresponderá a la suma de la demanda registrada o calculada según lo establecido en los puntos anteriores, más la potencia de placa o potencia instantánea medida de dichos aparatos, afectada por un factor de coincidencia o de simultaneidad para el caso de varios equipos.

3. Tarifa de transmisión

Los distribuidores y grandes consumidores deberán pagar por el uso del sistema nacional de transmisión, una tarifa que tendrá un cargo en US\$/kW, por cada kW de demanda máxima mensual no coincidente, que incluye el transporte de energía y el derecho de conexión.

Peajes de distribución a grandes consumidores

Para el caso de los grandes consumidores que efectúen contratos directamente con los generadores, el distribuidor percibirá en concepto de peaje, como máximo, la totalidad del valor agregado de distribución, en función del nivel de tensión en el punto de entrega.

4. Estructura tarifaria 2005-2006

El Directorio del Conelec, mediante Resolución No. 0234/05 del 28 de octubre de 2005, acogió el estudio de costos y aprobó la estructura tarifaria del sector para el período noviembre 2005-octubre 2006, que contempla lo siguiente:

- Precio unitario de potencia para remuneración (componente de potencia): 5,70 US\$ / kW-mes.
- Precio referencial de generación estabilizado (componente de energía en la barra de mercado determinado sobre la base del cálculo del PRG realizado por el Cenace): 0,0469 US\$ / kWh
- Factores de nodo calculados por el Cenace (ver Cuadro 16).
- Costo medio de transmisión a ser pagado por cada distribuidor o gran consumidor: 2.93 US\$ / KW-mes de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega. De este valor 1,59 US\$/kW-mes corresponde al financiamiento del plan de expansión en transmisión aprobado por el Conelec, mismo que se encuentra publicada en el Plan Nacional de Electrificación 2006-2015.
- Precios medios para venta a usuarios regulados de cada una de las empresas distribuidoras en los valores que se muestran en el Cuadro 18, que determinan un precio promedio nacional de 0,10804 USD / kWh.
- Peajes por potencia en cada etapa funcional de distribución y peaje por el reconocimiento de las pérdidas de transporte de energía, de conformidad con el detalle que consta en el Cuadro 20.
- Procedimiento para la determinación del subsidio cruzado a favor de los consumidores de escasos recursos del sector residencial del servicio de energía eléctrica.
- Pliego tarifario, cuyo texto se mantiene con respecto al año anterior, y cuya vigencia se extiende hasta el 31 de octubre de 2006.
- Cargos tarifarios para consumidores finales regulados y para alumbrado público, que se mantienen en los valores anteriores, publicados por el Conelec.

La resolución del Directorio del Conelec señala adicionalmente que la decisión de mantener los cargos tarifarios en los valores actuales, se ha adoptado considerando la decisión del Gobierno Nacional de cubrir el diferencial de costos que se presenta, mediante un subsidio al usuario final a través de un mecanismo de compensación en los costos de generación, en un monto de 150 millones de dólares.

Conforme lo dispone el Art. 57 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el esquema tarifario aprobado entró en vigencia el 30 de octubre de 2005, y se viene aplicando a los consumos y servicios a partir del 1° de noviembre de 2005. La resolución había previsto un ajuste a partir de abril de 2006, que no se llegó a implementar.

Cuadro 16: Factores nodo de demanda EE. distribuidoras

Empresa distribuidora	Factor nodo promedio	Empresa distribuidora	Factor nodo promedio
Ambato	0,97261	Los Ríos	1,00604
Azogues	0,96527	Manabí	1,01341
Bolívar	0,98861	Milagro	0,9945
Categ-D	1,00416	Norte	0,01588
Centro Sur	0,96527	Quito	1,00256
Cotopaxi	0,97955	Riobamba	0,97442
El Oro	1,01347	Sta. Elena	1,02271
Guayas-Los Ríos	0,99842	Sto. Domingo	0,99859
Esmeraldas	0,94692	Sur	0,98515

Fuente: Conelec

El precio referencial de generación ha venido sufriendo variaciones, que se han originado fundamentalmente en los cambios que se han dado en el precio de los combustibles que se utilizan para la generación de energía eléctrica. Sobre la base del Decreto Ejecutivo No. 338 de 2 de agosto de 2005, que estableció los precios de los combustibles que se encuentran vigentes, el Cenace ha determinado los siguientes valores para el cálculo del PRG (ver Cuadro 17).

Cuadro 17: Precios vigentes de combustibles para generación

Combustible	Unidad	Precio
Diesel oil	US\$ / galón	0,8203
Residuo esmeraldas	US\$ / galón	11,000
Fuel oil	US\$ / galón	0,6324
Crudo reducido (1)	US\$ / galón	0,4743
Nafta	US\$ / galón	0,6678
Gas natural (2)	US\$ / galón	132,53
Combustible esmeraldas (3)	US\$ / galón	0,3747
Combustible G. Hernández (3)	US\$ / galón	0,4400
Combustible Guangopolo (3)	US\$ / galón	0,4015

(1) El precio del crudo reducido, según estimaciones del Conelec, es 75% del precio del fuel oil.

(2) El precio del gas natural es 80% del fuel oil en equivalente térmico.

(3) Según declaración de los costos variables de producción actualizados al 1° de Octubre de 2005, por parte de los generadores.

Fuente: Elaboración Conelec-Plan Nacional de Electrificación 2006.

El precio incluye el 2% de margen de comercialización, no incluyen IVA

En el Cuadro 18 se muestra la evolución de la tarifa media nacional y de cada uno de sus componentes, de donde se puede destacar que el PRG como el compo-

nente que más variación ha tenido en los últimos cuatro años, mientras que la Tarifa de Transmisión ha sido más estable.

Cuadro 18: Tarifa promedio por componente (2002-2006)

Período		Nov 02 - Oct. 03	Nov 03 - Oct 04	Abr 04 - Oct. 04	Nov 04 - Oct 05	Nov 05 - Oct. 06
Precio ref. de generación	PRG	5.183	4.633	4.166	5.944	5.701
Componente de energía	PRG (E)	4.504	3.552	3.085	4.989	4.693
Componente de potencia	PRG (P)	1.308	1.081	1.081	0.955	1.008
Tarifa de transmisión	TT	0.763	0.707	0.707	0.693	0.665
Valor agregado de distribución	VAD	3.804	3.818	3.818	4.108	4.438
Tarifa media	TM	10.308	9.158	8.691	10.745	10.804

Valores en US\$ c / kWh
Fuente: Conelec

El Cuadro 19 muestra la evolución de los precios medios para cada una de las empresas distribuidoras, y el precio medio nacional, que no incluye a las empresas incorporadas al SNT. Es relevante analizar que la EE. Bolívar es la empresa que durante el periodo analizado ha cargado a los clientes finales el mayor precio promedio, sin

embargo y como se analizó anteriormente es la empresa que a diciembre de 2005 se encontraba más endeudada con sus proveedores de energía, específicamente esta empresa adeuda más del 80% del valor contraído de energía eléctrica.

Cuadro 19: Evaluación de los precios medios a los clientes regulados (2003-2005)

Empresas	Precio medio (US\$ c/kWh)			
	Oct. 03	Mar. 04	Oct. 04	Oct. 05
Ambato	0,1132	0,1077	0,1205	0,1120
Azogues	0,1453	0,1400	0,1569	0,1523
Bolívar	0,1534	0,1477	0,1735	0,1715
Categ - D	0,0814	0,0757	0,0961	0,0955
Centro Sur	0,1039	0,0988	0,1254	0,1270
Cotopaxi	0,1045	0,0991	0,1228	0,1103
El Oro	0,0938	0,0885	0,1084	0,1108
Emelgur	0,9000	0,0845	0,1080	0,1155
Esmeraldas	0,0975	0,0921	0,1036	0,1031
Los Ríos	0,0945	0,0888	0,1113	0,1124
Manabí	0,0957	0,0900	0,1075	0,1075
Milagro	0,0916	0,0861	0,1062	0,1103
Norte	0,1061	0,1007	0,1243	0,1255
Quito	0,0875	0,0821	0,1040	0,1042
Riobamba	0,1181	0,1128	0,1439	0,1532
Santa Elena	0,1005	0,0951	0,1181	0,1214
Santo Domingo	0,0906	0,0853	0,1080	0,1155
Sur	0,1298	0,1243	0,1579	0,1542
Promedio	0,0916	0,0869	0,1075	0,1080
Galápagos	0,1009	0,1147	0,1159	0,1217
Sucumbios	0,1194	0,0952	0,1195	0,1405

Fuente: Conelec

Por último, en el Cuadro 20 se muestra los peajes de potencia y energía para cada una de las empresas de distribución, con excepción de las empresas Sucumbíos

y Galápagos, por ser éstas consideradas sistemas aislados.

Cuadro 20: Peajes de potencia y energía vigentes para las EE. de distribución

Empresas	Peaje potencia (US\$/kWh-mes)			Peaje energía (US\$/ kWh)		
	Subtransmisión		Distribución	Subtransmisión		Distribución
	Líneas	S/E	Primaria	Líneas	S/E	Primaria
Ambato	0,70	2,30	4,92	0,0006	0,0009	0,0019
Azogues	1,40	3,46	5,86	0,0002	0,0004	0,0006
Bolívar	1,47	3,67	8,38	0,0006	0,0010	0,0024
Categ	0,29	1,80	2,74	0,0004	0,0005	0,0014
Centro Sur	1,63	3,81	8,69	0,0004	0,0007	0,0016
Cotopaxi	0,38	2,45	5,25	0,0006	0,0011	0,0025
El Oro	0,98	2,48	5,16	0,0008	0,0012	0,0025
Emelgur	1,31	2,82	5,54	0,0015	0,0018	0,0030
Esmeraldas	0,83	2,57	6,60	0,0006	0,0016	0,0027
Los Ríos	0,44	1,85	4,17	0,0004	0,0007	0,0027
Manabí	1,03	2,45	5,43	0,0006	0,0011	0,0028
Milagro	0,77	2,19	4,39	0,0007	0,0009	0,0029
Norte	0,87	3,02	5,82	0,0006	0,0008	0,0016
Quito	0,34	1,91	3,89	0,0004	0,0007	0,0021
Riobamba	1,42	4,91	9,84	0,0003	0,0011	0,0018
Santa Elena	1,49	3,71	7,85	0,0006	0,0009	0,0010
Santo Domingo	0,75	2,15	3,94	0,0005	0,0007	0,0020
Sur	1,49	5,90	14,20	0,0003	0,0009	0,0021

Fuente: Conelec

Subsidio cruzado

Según lo determina el artículo 53 de la LRSE, el subsidio cruzado beneficia a los consumidores del sector residencial cuyo consumo mensual no supera el promedio residencial de la empresa eléctrica que les suministra el servicio, y que para cualquier caso, no podrá exceder del consumo residencial promedio a nivel nacional que se ubica en 130 kWh/mes. El mecanismo de aplicación definido consiste en:

Los usuarios residenciales cuyos consumos mensuales superen el consumo residencial promedio de la empresa eléctrica que les suministra el servicio, aportarán para financiar este subsidio cruzado, un valor mensual equivalente al 10% de su factura del consumo de electricidad sin incluir otros recargos, con excepción de la CATEG-D, en cuyo caso este valor es el 5%.

El valor mensual facturado por este concepto por cada empresa distribuidora, será acreditado en el mes correspondiente, a las facturas de los abonados que se benefician del subsidio, de tal modo que a todos los beneficiarios de una misma empresa se les acredite un mismo valor por concepto de subsidio. En ningún caso, la factura por consumo de electricidad de un cliente podrá ser menor que el valor de comercialización determinado para cada empresa.

5. Perspectivas de las tarifas

El Conelec a través de consultorías que se han financiado con recursos del Banco Mundial, en el marco del Proyecto de Modernización de los Sectores Eléctrico, Telecomunicaciones y Servicios Rurales (PROMEC) ha desarrollado nuevas herramientas que serán utilizadas para el estudio de costos y la fijación de cargos tarifarios.

Estas herramientas son: Unidades de Propiedad Estándar (UPE's), Costos Normalizados de Operación y Mantenimiento (CNOP) y Factores de Responsabilidad de la Carga (FRC), se implementarán de manera paulatina, para cuyo efecto se definirá un cronograma que considerará un período de prueba que permitirá identificar las diferencias que pudieren presentarse en los resultados con respecto a la metodología actual, y definir sobre esta base un esquema de implementación definitivo con una programación de mediano plazo. Estas herramientas aún no se han implementado.

Con la entrada en operación en los próximos años de nuevos proyectos de generación como San Francisco y Mazar, la tercera interconexión con Colombia y la operación comercial de la interconexión con Perú, entre los más representativos, y de no mediar cambios en los precios de los combustibles, se esperaría una reducción en el precio de la generación.

VI. Transacciones internacionales de electricidad

1. Antecedentes

Los países de la región andina establecieron la iniciativa de desarrollar una integración de mercados eléctricos de la Comunidad Andina (CAN). En cumplimiento de los acuerdos presidenciales, los ministros de Energía de los países miembros de la CAN adelantaron el Acuerdo Interministerial de Cartagena de Indias, en el año 2001, en el que se delegó a los organismos reguladores la tarea de preparar una propuesta de armonización normativa para llevar a la CAN, labor que culminó con la Decisión 536 de 2002 emitida por el organismos supranacional.

Los beneficios que se obtienen del intercambio de electricidad entre sistemas interconectados se dirigen a mejorar la competitividad en los mercados, a buscar una mayor cobertura a los servicios y mejores estándares de seguridad y confiabilidad. Entre los beneficios de corto y largo plazo se identificaron los siguientes:

- Eliminar toda discriminación de precios entre mercados nacionales y mercados externos; así como no discriminar en el tratamiento a los agentes internos y externos, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.
- Garantizar el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
- El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compra-venta de electricidad.
- Los contratos que se celebren para la compra-venta intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compra-venta podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
- La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compra-venta internacional de electricidad.

- Asegurar condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
- Permitir la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.
- Permitir las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE).
- Promover la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
- Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
- No conceder ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco imponer aranceles ni otros gravámenes, impuestos, o restricciones específicos a las importaciones y exportaciones intracomunitarias de electricidad.
- Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

Las etapas posteriores a la expedición de una marco general, requieren varios pasos: i) la armonización de los marcos regulatorios de los países miembros, ii) la implementación de un esquema de operación coordinada (despacho económico coordinado), iii) la homologación del modelo económico implementado en cada uno de los mercados de energía de los países, iv) definición de reglas comunes para la operación integrada. Estos beneficios se darán en las diversas etapas del progreso y algunos sólo si se alcanza la operación integrada. El mercado integrado es entendido como un conjunto de mercados eléctricos, administrado y coordinado bajo reglas comunes, con criterios de eficiencia económica, para beneficio general y no particular.

Estos pasos se han logrado en una forma desigual entre países. Una vez se logró la expedición del marco general, los organismos reguladores de los países emprendieron el desarrollo de la normatividad que cada país aplicaría a los intercambios, bajo los criterios y requerimientos del marco general. Para viabilizar los intercambios de electricidad y consolidar un mercado único, se inició con la armonización de los esquemas regulatorios, así como de los criterios operativos y comerciales de cada sistema. Los países cuentan hasta ahora con un desarrollo legal y regulatorio que define las condiciones para que se efectúe el despacho económico coordinado y la transacción internacional, apoyados en acuerdos operativos y comerciales que contienen en detalle los compromisos de los operadores de mercado de los países.

El Cenace tiene la responsabilidad de administrar técnica y financieramente la importación y exportación de electricidad que se realice en el MEM, cumpliendo la normativa para su funcionamiento y para el despacho y operación de acuerdo con las disposiciones del reglamento de operación. Para este efecto deberá coordinar la entrega de la información técnica y comercial requerida con los operadores de los sistemas y administradores de los mercados de los países involucrados en las transacciones internacionales de electricidad.

Se espera que hacia adelante se complemente el marco actual de las transacciones y que posteriormente se inicie un trabajo conjunto, que puede ser un proceso de largo plazo, hacia la búsqueda de las condiciones que se requieren para una operación integrada de los mercados como paso adicional a la integración regulatoria que se ha logrado hasta el momento. No obstante, es evidente que los niveles de desarrollo de los mercados de los países deberían equilibrarse para poder avanzar hacia esa meta. Aún en esta primera etapa de la integración, los retos actuales para complementar, dar sostenibilidad y ampliar la aplicación de la reglamentación son grandes³¹.

2. Modelación de las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo³²

En un ambiente competitivo, los intercambios se deben dar de un sistema de menores precios hacia un sistema de mayores precios. De hecho, un país exporta los bienes que puede producir a un costo inferior al resto de los países con los que se puede dar una transacción. Estos precios dependen de los costos relativos de los factores de producción, en tanto que estos últimos dependen a su vez de la abundancia relativa de ellos dentro del país.

Un mecanismo reconocido para el logro de este objetivo de eficiencia económica, aunque poco implementado actualmente en el mundo, es el de las transacciones de electricidad de corto plazo resultado del despacho económico coordinado. Con su implementación en la CAN se ha comprobado que este esquema conlleva al aprovechamiento eficiente de los recursos de generación, al considerar las complementariedades hidrológicas, estacionales y de las demandas entre los países. Dado el dinamismo con que se manifiestan las posibilidades de complementariedad, las transacciones *spot* internacionales constituyen el mecanismo idóneo para sacar provecho de aquéllas.

Despacho económico coordinado

La realización de transacciones internacionales de corto plazo exige el despacho económico coordinado de los recursos, que determinan las transferencias por los enlaces internacionales con otros sistemas despachados económicamente. Al tratarse de un despacho económico éste permite minimizar el costo de atender la demanda agregada, doméstica e internacional. Las transacciones internacionales de corto plazo (TIE), son transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, que son canalizadas a través de los enlaces internacionales, lo que garantiza que el uso físico de los enlaces esté determinado por ellas. Su implementación hace posibles flujos de energía en ambos sentidos, de acuerdo con las diferencias de precios ocasionales de los países.

31. Existen múltiples barreras a la plena implementación de la Decisión 536. Entre las que actualmente reciben atención se encuentran el tratamiento del cargo por capacidad y el protocolo de racionamiento. El Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR) ha solicitado a la CAF una cooperación técnica para desarrollar una metodología que satisfaga las restricciones impuestas por las diferencias de cálculo de los cargos por capacidad. En el Perú, el cargo por capacidad se asigna por medio de la demanda pico en un período determinado. En el caso de las interconexiones internacionales, se asigna por medio del pico de demanda de la línea en un mes. Es decir, si se usa la línea para transferir un cierto nivel de potencia solamente por una hora, deberá cancelarse el monto del cargo por potencia de forma completa. Esto difiere de las regulaciones del Ecuador y de Colombia, donde el cargo por potencia se agrega a la energía y se reparte ese cargo por potencia entre todos los usuarios del sistema durante el pico del sistema. Esta metodología induce a la plena y eficiente utilización de la capacidad de la línea, pero esta utilización no depende de los agentes sino que depende de los diferenciales de precio entre los sistemas. La metodología peruana, a nuestro juicio, define de forma adecuada los incentivos para una mayor eficiencia, pero debe complementarse con la existencia de contratos firmes para que el pago esté alineado con las posibilidades de los actores de utilizar la infraestructura cuando sea económicamente razonable. Si no es posible en el corto plazo completar el mercado, esta búsqueda de una mayor eficiencia puede crear incentivos a no utilizar la línea salvo en las ocasiones en que se tenga una cierta certeza de que la capacidad se va a utilizar exhaustivamente.

En relación con el protocolo de racionamiento, existe un gran riesgo de energía no servida en Colombia dado la potencial magnitud que se aprecia sobre el efecto El Niño.

32. Este análisis se obtuvo del Informe Sectorial de Electricidad de Colombia y adaptado al caso ecuatoriano.

Es importante mencionar que las transacciones son producto de las diferencias de precios en los nodos terminales de los enlaces internacionales que deben considerar tanto los precios de generación, como todos los otros cargos adicionales de cada sistema, asociados con la entrega de energía en los nodos frontera de cada país. Es decir, mediante este mecanismo se garantiza que la energía fluye desde el sistema con precios más bajos hacia aquel que posea los precios más elevados.

Este proceso, permite obtener indudables beneficios económicos para los sistemas que efectúan el intercambio:

En el caso de una exportación, que se traduce en una demanda suplementaria a satisfacer para los agentes generadores, se experimentará un aumento en precios, explicados por una mayor demanda, en el país exportador. En la medida en que la liquidación se hará de acuerdo con las reglas de mercado existentes en cada país, la negociación con un mercado externo amplía la demanda y mejora la posición de estos agentes en el mercado, haciendo más atractiva su participación en éste.

En el caso de una importación, significa que se cuenta en el mercado competitivo con una oferta de un recurso con precio inferior. El mercado experimentará una disminución en el precio marginal y un mayor incentivo a la competencia, lo cual, se debe traducir en un menor costo de prestación de servicio a usuario final ³³.

Los problemas relacionados con déficit o sobreoferta siempre se estarán reflejando en las transacciones. En condiciones de racionamiento es poco probable que se den exportaciones cuando se opera bajo este mecanismo de transacciones, debido a que los precios recogen estas señales y debería ser más atractivo importar que exportar. No obstante, los problemas de abastecimiento deberían recibir un tratamiento especial al tratarse de un tema estratégico para los países. En este sentido el establecimiento de reglas de racionamiento homologadas con los demás países, que eviten la discriminación entre la demanda nacional y la internacional, puede ser una aproximación adecuada a este tema.

La Figura 2 ilustra el mecanismo y efecto del despacho económico coordinado. Para efectuar la oferta de precios

en los nodos de frontera se debe considerar la demanda agregada, contando con la capacidad del enlace internacional. La condición, de exportador o importador, de un país será determinada por la oferta de precios que haga. Para efectos de construir la oferta de cada país, en forma horaria se construye una curva escalonada de precios de oferta en cada nodo de frontera. Así, para cada escalón correspondiente a una cantidad Q , se tiene un precio. Cada escalón corresponde a un nivel de costo marginal en el mercado y habrá tantos escalones como sea necesario para cubrir la capacidad máxima de transferencia del enlace.

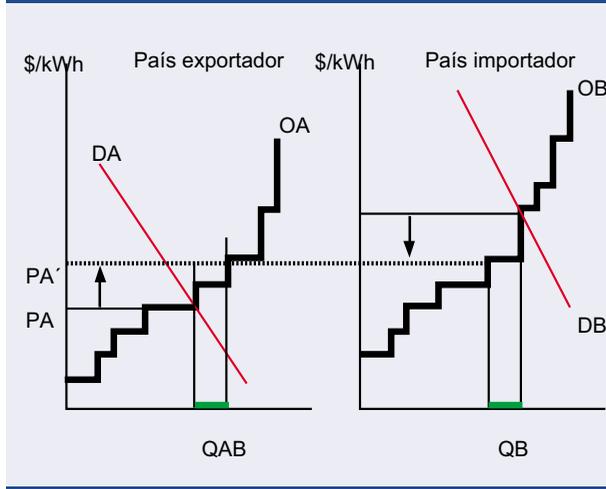
El precio en el nodo incluye todos los cargos asociados con la entrega de la energía en la frontera. En el caso ecuatoriano, el Cenace deberá realizar un despacho económico aplicando las reglas internas y calcular el precio de oferta de la electricidad en el nodo frontera, con base a las regulaciones que emita el Conelec.

Posteriormente se hará una comparación de precios para decidir el sentido de la transacción internacional. Esta se realizará en los nodos frontera. Se activará una TIE si la diferencia de los precios en los nodos frontera, cumple con los criterios diseñados para activarla. Los valores de referencia para activar una TIE, disminuyen el riesgo por las aproximaciones introducidas en el cálculo de los precios en el nodo frontera por parte de los operadores de los sistemas. Estos valores serán fijados bilateralmente por los organismos reguladores, sobre la base de la información suministrada por los operadores de los sistemas y por los administradores de los mercados.

Una vez construidos los dos precios, el de importación y el de exportación, por cada enlace internacional que esté operando, los operadores de los sistemas determinan las transacciones que se deben activar, para lo cual sólo se consideran las diferencias en precios y la capacidad de transferencia de los enlaces. Esta capacidad de los enlaces debe ser determinada de manera *ex ante* y con base en procedimientos claros establecidos en los acuerdos comerciales, por lo cual no se espera discrecionalidad en su valor.

33. Alternativamente, puede evitar el desabastecimiento. Aunque en la mayoría de los países la energía no servida tiene un costo, esto no se traduce en un precio ya que nadie paga por la energía no servida. Este precio sirve como referencia para valorar el agua en un sistema hidro-térmico.

Figura 2: Mecanismos de formación de precios en las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE)



Fuente: Conelec

Todo el esquema operativo se encuentra soportado en un sistema comercial seguro para los mercados de los países que participan en las transacciones. Existe un mecanismo de garantías mediante el cual se prepagan las operaciones semanales, con lo cual el diseño regulatorio de estas transacciones ha buscado evitar riesgos para los agentes de los mercados en cada país. La aplicación de un método que se basa en la existencia de mercados competitivos en los extremos de la interconexión, cuyos intercambios se deben principalmente a diferenciales de precios que reflejan condiciones competitivas y de eficiencia productiva en alguno de los sistemas, desde el punto de vista económico, significa una redistribución de los excedentes sectoriales que beneficia en mayor o menor medida a agentes generadores o consumidores dependiendo de si la transacción es una exportación o una importación. La decisión de integración parte de la base de que siempre existen beneficios para los países involucrados en las transacciones.

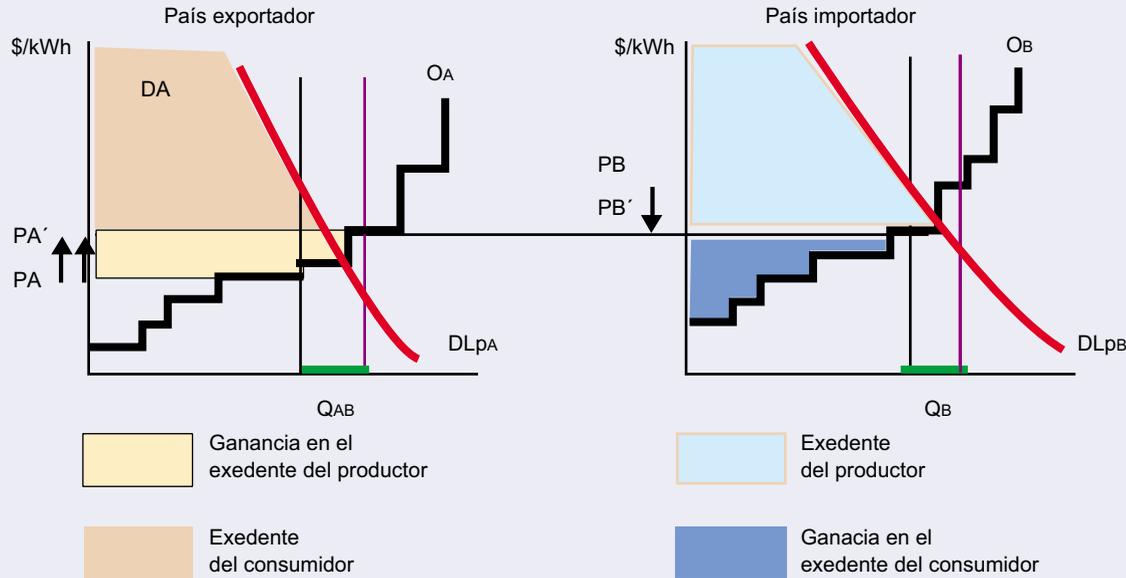
La existencia de complementariedades hidrológicas, climáticas o de usos horarios, no necesariamente implica que un país tenga un flujo de comercio neto exportador o importador. Es decir, frente a la existencia de complementariedades, no se puede afirmar que el sistema de un

país posea ventajas absolutas frente a los otros países cuyos sistemas eléctricos tengan menor capacidad instalada y por tanto que el país pueda ser definido ex ante como exportador neto de electricidad.

Debido al intercambio, los sistemas obtienen ganancias que se reflejan en un incremento del bienestar social en los dos lados de la interconexión. Es así como en el corto plazo, en el caso de una exportación, esta ganancia de comercio se explica por un aumento en el excedente del productor debido al aumento de la demanda, pero en algunos casos se tiene aumento del precio en el mercado mayorista. Esta última situación acarrearía una pérdida en el excedente del consumidor, como se muestra en la Figura 3 (ver pág siguiente), donde dicho excedente se reduce en forma proporcional al área en la que se da la ganancia de excedente para el productor (generador). Esta pérdida puede ser permanente o sistemática en la medida en que la demanda para exportación fuese constante (firme); no obstante, la existencia de un diferencial de precios implica intercambios cuyas direcciones pueden variar hora a hora, lo cual resulta en demandas aleatorias por exportación, condición que aminora la pérdida de excedente del consumidor. Por otra parte los diferenciales de precios incentivan decisiones económicas como la instalación de generación adicional en el nodo en que sistemáticamente esté más costosa la energía o mejoras en las condiciones de operación del mercado más costoso mejorando su eficiencia. De otro lado, la previsión de que las rentas de congestión se entreguen al consumidor le otorga un excedente adicional, que si bien, obedece a otras razones, tiende a compensarlo en caso de diferencias estructurales de precios (caso Ecuador-Colombia).

En el caso de una importación de electricidad, se presenta el efecto contrario, el consumidor se vería beneficiado con un mayor excedente por cuanto obtiene un menor precio y los generadores verían su excedente disminuido por efecto de un menor precio y de una demanda menor que atender ya que fueron desplazados por el generador internacional que representa la importación por el enlace.

Figura 3: Efectos sobre el bienestar social del mecanismo de formación de precios



Fuente: CAF-Colombia: Análisis del Sector Eléctrico

Manejo de la congestión

La renta producida por efecto del diferencial en precios que se mantiene por efecto de la limitación real de la capacidad de transferencia entre los sistemas, que se mantienen en el tiempo, requiere un tratamiento que puede ser fuente de importantes discusiones debido a los intereses involucrados. Las soluciones deben buscar alternativas no discriminatorias, que consideren el grado de competencia de los sistemas que se interconecten y que incentiven la eficiencia, que en general se deben buscar implementar bajo mecanismos de mercado.

Una de las aproximaciones que en el entorno internacional se ha dado a este problema de asignación de la capacidad de transporte es el mecanismo de *market splitting* y que responde al objetivo de tener en el largo plazo un único precio en la región. El precio resultante de cada mercado es el precio marginal que se obtiene de la interacción de sus curvas de oferta y demanda incluyendo las cantidades, desde y hacia los otros sistemas interconectados de otros países, razón por la cual permite que la dirección de los intercambios varíe, si económicamente es conveniente. La asignación de la capacidad de los enlaces es resultado de las ofertas de los generadores en cada mercado y el precio, por tanto, es determinado

en cada sistema eléctrico bajo el supuesto de que la conexión existe y está limitada. Es decir, la capacidad es automáticamente asignada de tal forma que la diferencia de precios entre las dos áreas interconectadas sea minimizada.

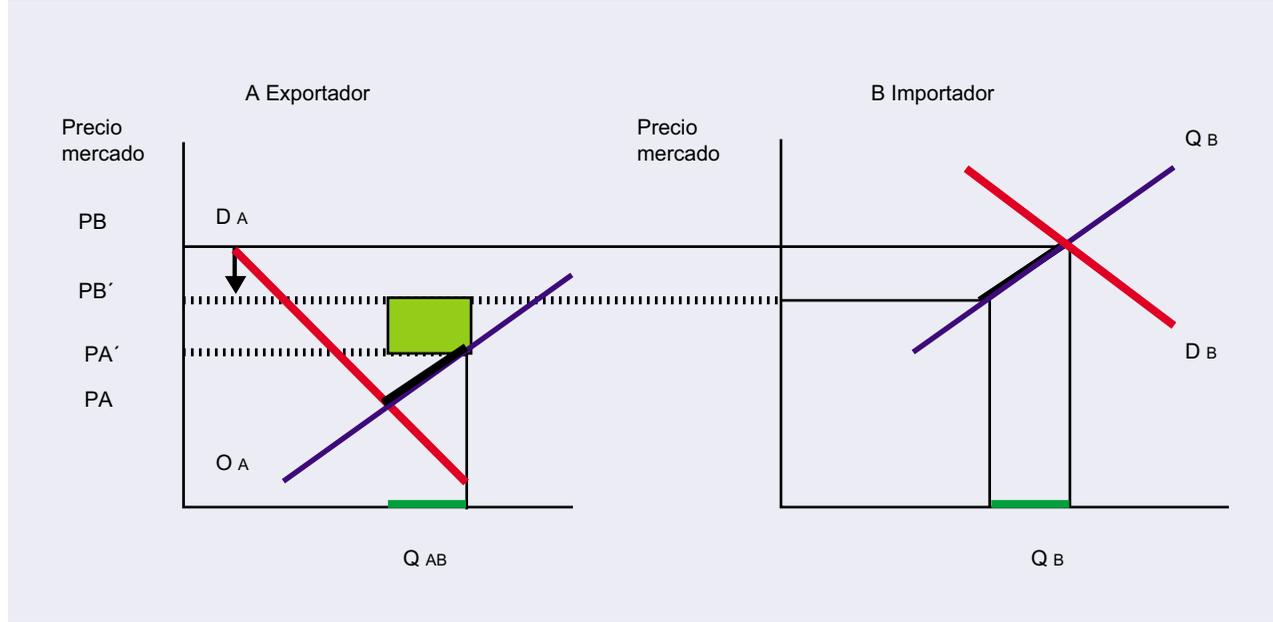
La Figura 4 muestra el caso de dos sistemas eléctricos A y B unidos por una línea de interconexión cuya capacidad de transporte es Q_{AB} y los precios en cada zona son respectivamente PA y PB . Si PA es menor que PB , los usuarios de la zona B a comprar en la zona A, es decir la transferencia de electricidad a través de la interconexión se dará de A hacia B. Esta condición produce que en la zona A haya un incremento de la generación que conlleva a una reducción de la misma en la zona B, en proporción a la energía transferida por la línea Q_{AB} .

El precio marginal en la zona A podría sufrir un alza de PA a PA' , mientras que en la zona B se espera una caída en el precio de PB a PB' . El valor neto de las rentas de congestión, resultante de la transferencia de electricidad de un mercado a otro cuando hay límites en la capacidad de transferencia, estaría dado por $(PB - PA') \times Q_{AB}$ (rectángulo verde). Este mecanismo permite la libre competencia para determinar la dirección del flujo de la energía de los sistemas eléctricos de los países.

La aplicación de este mecanismo requiere sistemas eléctricos económicamente organizados a cada lado de la interconexión y que interactúen bajo un concepto de utilización óptima de los recursos de generación, estimulando el comercio de electricidad y la expansión. Las rentas

de congestión en estos esquemas se han utilizado para aliviar la congestión (invertir en más líneas), o para bajar las tarifas de los usuarios asociadas con los costos en la red. En Ecuador, Colombia y en Perú los reguladores han decidido que estas rentas deben ir a la demanda.

Figura 4: Mecanismo del manejo de congestión internacional (*Market Splitting*)



Fuente: CAF-Colombia: Análisis del Sector Eléctrico

3. Perspectivas de los mercados financieros a largo plazo en transacciones internacionales

Para incentivar el desarrollo de un mercado de largo plazo, se prevé la existencia de contratos financieros de largo plazo sobre la energía intercambiada internacionalmente, que no determinen el uso físico de la línea y que se constituyan en instrumentos financieros que sirvan para cubrir el riesgo asociado con la volatilidad de los precios que se forman en los mercados horarios. Los derechos financieros podrían ser contratados bilateralmente o ser negociados en el mercado de cada país.

Para dar paso a este mecanismo es necesario que se cumplan entre otras las siguientes condiciones: i) que exista un elevado número de agentes que operen en el mercado; ii) que exista suficiente liquidez en el mercado; iii) que se creen productos estandarizados; y iv) que exista transparencia en la formación de los precios. La existencia de un mercado de derivados financieros trae innumerables ventajas en el funcionamiento del sector eléctrico en general:

- Permite asegurar el precio de entrega de electricidad en el futuro.
- Estabiliza los precios a través del arbitraje entre precios corto plazo y precios futuros.
- Da señales de precios futuros de energía.
- Disminuye las barreras para la entrada de los agentes en el mercado de energía, por permitir el acceso a mecanismos de cobertura del riesgo.
- Aumenta la liquidez del mercado.
- Permite a los generadores cubrir los riesgos asociados con los costos de combustible, y otros costos de operación.

Cuando se trata de transacciones internacionales de corto plazo que no obedecen a contratos entre agentes, lo que se puede asignar por contrato es la energía horaria que se transa en el corto plazo haciendo uso de la interconexión. Esta energía sería usada por los agentes que adquieran este derecho, para cubrir riesgo de precio ocasional en cada uno de los países. Cuando se asigna este derecho a un agente, este derecho le permite cubrir su riesgo de precio en el mercado importador y tiene un valor consistente con el riesgo cubierto. El agente debería pagar por este derecho una prima de valor constante, sin riesgo de volatilidad, que puede ser obtenida mediante un mecanismo de subasta en la que el titular de los derechos (en este caso los usuarios de los sistemas representados por el administrador del mercado), ofrecen al mejor postor (quien dé la mayor prima) el derecho a la energía al precio del país exportador. La ventaja para la demanda es que cambia una renta volátil por una renta fija, mientras que para quien adquiera los derechos financieros constituye un instrumento de intermediación y cubrimiento de riesgo interesante.

Situación actual de las transacciones internacionales

A diciembre de 2005, la potencia máxima posible en la Interconexiones de 138 kV y 230 kV con Colombia se situó nominalmente en los 290 MW, lo cual produjo que la potencia efectiva sea de 240 MW mientras que con Perú se contrató temporalmente en 110 MW como Potencia Nominal y en 100 MW la Potencia Efectiva. Por su parte, de la facturación total de la venta de energía en todo el sector eléctrico, 16.03 GWh, lo que representó un 0,11% del total, fue vendido como exportación a Colombia, generando un ingreso de US\$ 500,000 al precio medio de 3,10 US\$ c/ kWh Así mismo y hasta diciembre

de 2005 en las transacciones de venta de energía en el MEM, se facturó US\$ 150,40 millones por la importación de 1.723,45 GWh. desde Colombia y Perú.

La importación de energía desde Colombia se realizó mediante las líneas de transmisión a 138 kV Ipiales–Tulcán en 4,39 GWh., a 230 kV Jamondino–Pomasqui Circuito 1 en 855,80 GWh. y Circuito 2 en 855,80 GWh. Asimismo la importación desde Perú fue de 7.44 GWh. A través de la línea Zorrillos–Machala. De estas transacciones se tiene que por los 1.716 GWh importados desde Colombia se canceló la suma de US\$ 148,55 millones, al precio medio de 8,66 US\$ ¢ / kWh y por los 7.44 GWh. obtenidos de Perú se pagó US\$ 1,85 millones, al precio medio de 24.90 US\$ ¢ / kWh.

En términos históricos la energía vendida en el MEM ha aumentado considerablemente a partir del año 2003. Como muestra el Cuadro 21, el mercado principal que ha sido usado para la compra de energía es el ocasional, donde las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo toman lugar, situación que se detalló anteriormente. Por su parte la exportación de energía de Ecuador a Colombia es comparativamente baja en relación a los volúmenes y valor que el segundo exporta al Ecuador. En 2003, la energía exportada a Colombia fue de 67,20 GWh, 34,98 GWh en 2004 y 16,03 GWh en 2005, representando un porcentaje de la energía recibida por el MEM de 0,4%.

Por último es importante destacar que según el Cenace, el ahorro para la demanda, por la disminución del precio marginal, por efectos de la interconexión con Colombia, representó US\$ 178,58 millones durante el año 2005.

Cuadro 21: Energía vendida en el MEM por importación

Años	País importador	Energía mercado ocasional (GWh)	Energía mercado contratos (GWh)	Generación remunerada (GWh)
2001	Colombia	0,00	23,23	23,23
	Perú	0,00	0,00	0,00
2002	Colombia	0,00	56,30	56,30
	Perú	0,00	0,00	0,00
2003	Colombia	1.104,56	15,05	1.119,61
	Perú	0,00	0,00	0,00
2004	Colombia	1.641,61	0,00	1.641,61
	Perú	0,00	0,00	0,00
2005	Colombia	1.716,01	0,00	1.716,01
	Perú	7,44	0,00	7,44

Fuente: Conelec

VII. DEMANDA EN EL MERCADO INTERNO

1. Situación de la demanda actual de electricidad

El consumo de energía eléctrica a nivel nacional durante 2005, incluyendo a los Grandes Consumidores, se distribuyó de la siguiente manera: 36,1% para el sector residencial; 19,1% para el comercial; 29,1% para el sector industrial; 7% para alumbrado público; y, 8,7% para otros servicios. Los sectores: residencial, alumbrado público y otros, redujeron ligeramente su participación porcentual con respecto al 2004, mientras que los sectores comercial e industrial la incrementaron. Según las estadísticas del Conelec en 2005 existieron en promedio anual 3.022.508 clientes regulados, el detalle de las categorías se muestra en el Cuadro 22.

Cuadro 22: Consumidores regulados (2005)

Grupo	Consumidores	%
Residencial	2.642.372	87,43%
Comercial	301.331	9,97%
Industrial	37.787	1,25%
Alumbrado público	378	0,01%
Otros	40.564	1,34%
Total	3.022.432	100%

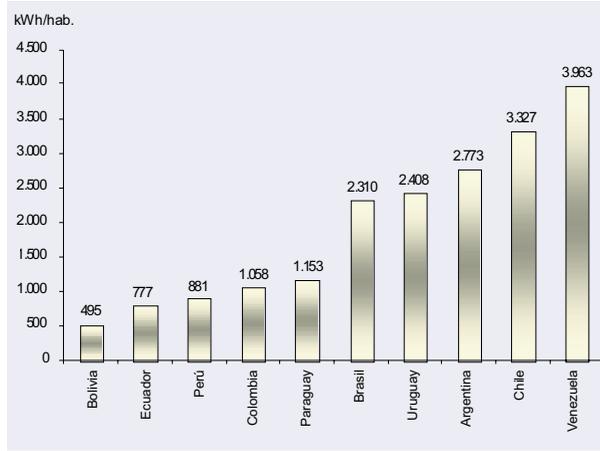
Fuente: Conelec

En el año 2005, al total de usuarios regulados se les facturó por parte de las empresas eléctricas distribuidoras 10.262.064 MWh., por lo cual, el consumo promedio mensual por abonado, se ubica en 283 kWh, ligeramente superior al del año 2004 que fue 279 kWh/mes. Los abonados residenciales tuvieron un consumo promedio unitario de 117 kWh / mes, los comerciales 543 kWh/mes y los industriales 6.580 kWh / mes. La relación entre energía ofertada neta y los 13.215.089 habitantes estimados para el año 2005, fue de 1.145 kWh.

El consumo facturado anual por habitante alcanza a 777 kWh, cifra que, aunque un tanto mayor que la de años anteriores, ubica al Ecuador entre los de menor consumo por habitante de América Latina, lo que refleja el bajo grado de industrialización del país. En base a los datos de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)

para 2004 y como lo muestra el Gráfico 18, de los diez países asociados, Ecuador, junto con los países de la Comunidad Andina (CAN)³⁴, son aquellos que tienen el menor consumo per cápita de electricidad. Por su parte los países del Mercosur a excepción de Paraguay presenta consumos per cápita relativamente elevados, sin embargo Venezuela y Chile marcan diferencia en relación a los demás.

Gráfico 18: Consumo per cápita de electricidad en los países miembros de la CIER (2004)

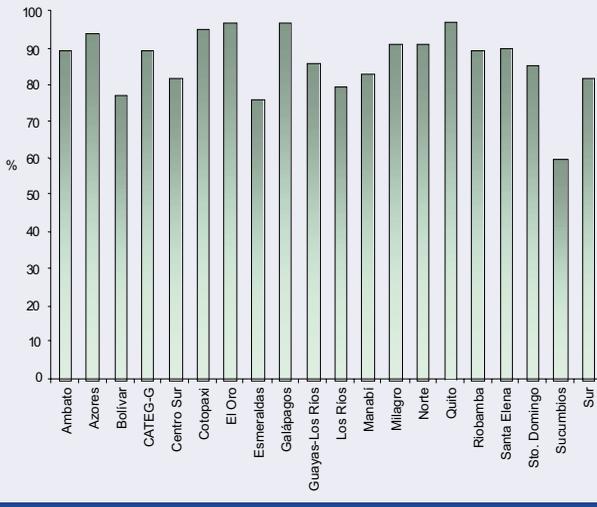


Fuente: Conelec

En Ecuador se realizaron mediciones de cobertura de electricidad en los últimos censos. Para el último de ellos, llevado a cabo en 2001, la cobertura promedio de las empresas eléctrica de distribución, en base a la zona geográfica de concesión fue de 89,67%. La cobertura de electricidad para cada una de las empresas distribuidoras se muestra en el Gráfico 19 (ver pág. siguiente). En él se aprecia que la cobertura de estas empresas es más o menos similar, destacando la EE. El Oro con un 96,98% de cobertura, la EE. Galápagos con 96,45% y la EE. Quito con 96,87%. Por su parte las EE. Bolívar, Esmeraldas y Sucumbíos, presentan los menores índices de cobertura, especial interés se le debe prestar a esta última ya que la zona de concesión es la segunda más grande (37,842 km²) y además atiende la zona oriental del país, donde se presentan sistemas aislados no incorporados al S.N.I.

34. Excluyendo a la República Bolivariana de Venezuela.

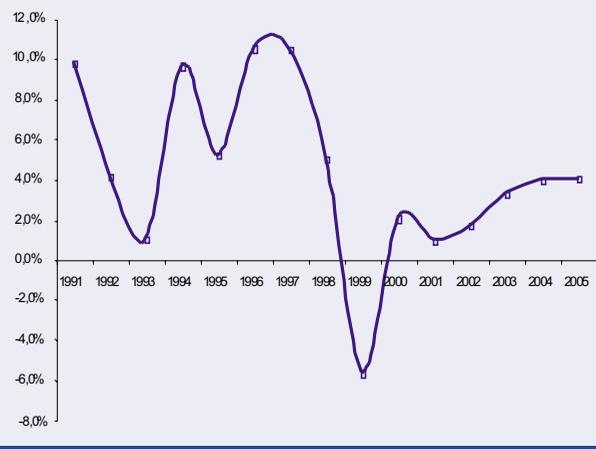
Gráfico 19: Cobertura eléctrica en Ecuador



Fuente: Conelec

De igual manera es relevante analizar el comportamiento tendencial del total de energía demanda por los usuarios regulados durante los últimos 15 años. De 1991 a 2005, el crecimiento de la demanda de energía por parte de los consumidores regulados pasó de 9,8% a 4,1%. Esta variable y de acuerdo con el Gráfico 20, muestra un comportamiento cíclico y muy pronunciado hacia el decremento desde 1996 hasta el año 2000, año en que la tendencia recupera su ciclo expansionista. Dado el comportamiento más o menos estable de la demanda, se esperaría una mayor inversión en todo el sector. Sin embargo a que a pesar de los grandes flujos de capital que se pueda inyectar a la industria, problemas estructurales como el manejo de las empresas distribuidoras, sus deudas con proveedores de energía, pérdidas técnicas y el déficit tarifario, deben ser atendidos para aprovechar dicha fase expansionista.

Gráfico 20: Tasa de crecimiento de la demanda de energía por los consumidores regulados



Fuente: Conelec

2. Proyección de consumo de energía eléctrica

A través del Plan Nacional de Electrificación 2006-2015, el Conelec, con datos logrados del análisis de las empresas eléctricas de distribución y las tendencias de comportamiento del mercado, ha obtenido una actualización de la proyección de la demanda para el período del mencionado Plan.

Las dificultades de carácter económico que había tenido el país al inicio de la presente década se reflejaron como el principal factor de incertidumbre para la proyección de la demanda, por lo que ha sido necesario un más frecuente seguimiento a la evolución del comportamiento de las variables y de los respectivos indicadores, con el fin de introducir, mediante estudios de demanda, los correspondientes ajustes a las proyecciones.

En la proyección del consumo, el Conelec ha utilizado tres escenarios de crecimiento: menor, medio y mayor, en función del crecimiento del producto interno bruto y las metas del nivel de precios y cobertura del servicio eléctrico que se desean alcanzar. Para el año 2006, el escenario menor toma en cuenta un crecimiento económico en el orden del 3% del PIB como media anual; 3,8% el crecimiento medio y 4,6% el crecimiento mayor. Las expectativas de cobertura 2006 y 2015, se muestran en el Cuadro 23.

Cuadro 23: Expectativas de cobertura de la demanda

Expectativa 2006	Escenario		
	Menor	Medio	Mayor
Cobertura urbana (%)	91,3	92,2	92,6
Cobertura rural (%)	84,5	85,4	86,1
Cobertura nacional (%)	88,7	89,6	90
PIB anual medio (%)	3,0	3,8	4,6

Expectativa 2015	Escenario		
	Menor	Medio	Mayor
Cobertura urbana (%)	96,4	97,7	98,5
Cobertura rural (%)	89,8	91,1	92,8
Cobertura nacional (%)	94,2	95,5	96,3
PIB anual medio (%)	3,3	4,1	4,9

Fuente: Conelec

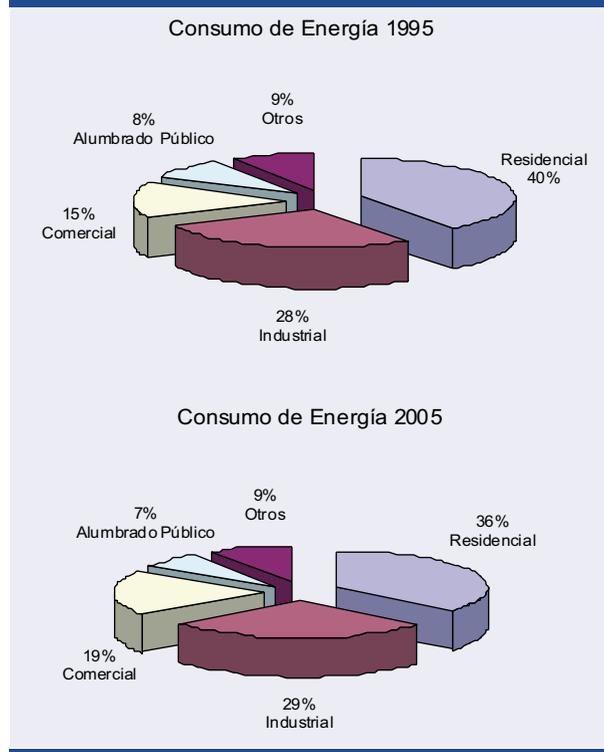
Adicionalmente, la sensibilidad al precio de la energía eléctrica también ha sido un factor considerado para la proyección de la demanda. Según el pliego tarifario vigente, los costos para la determinación de las tarifas comprenderán, de conformidad con la Ley: el Precio Referencial de Generación (PRG), el costo medio del sistema de Transmisión (CMT) y el Valor Agregado de Distribución (VAD), de empresas eficientes.

Un aspecto importante para la proyección de la demanda ha sido la incorporación del plan de recuperación de pérdidas de energía según las regulaciones que el Conelec ha dispuesto sobre este tema. Específicamente, el Reglamento de Tarifas y las Regulaciones para la Reducción Anual de Pérdidas No Técnicas en las Empresas de Distribución, establece que el límite admisible para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas será fijado hasta llegar al 2%, porcentaje máximo aceptable que deberá mantenerse a futuro.

Esta proyección prevé que las pérdidas de energía se reducirán hasta 2015 en forma progresiva, sobre todo las pérdidas no técnicas. Se plantea un nivel de pérdidas totales de energía en distribución, en el orden del 11,4%, en términos de promedio del país, para el año indicado. Como otro aspecto importante en la actualización de la demanda, se ha considerado los sectores no incorporados al Sistema Nacional Interconectado, con el fin de obtener una evaluación de los requerimientos de energía eléctrica, como servicio público, en el ámbito nacional. Se ha tenido también en cuenta que en el año 2007, el sistema de la empresa Sucumbíos se incorpora totalmente al SNI.

Del análisis histórico de los últimos diez años, la evolución de la composición del consumo en los diferentes sectores o tipos de usuarios del servicio eléctrico en el SNI (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros) ha sido diferente. En el Gráfico 21 se aprecia lo mencionado.

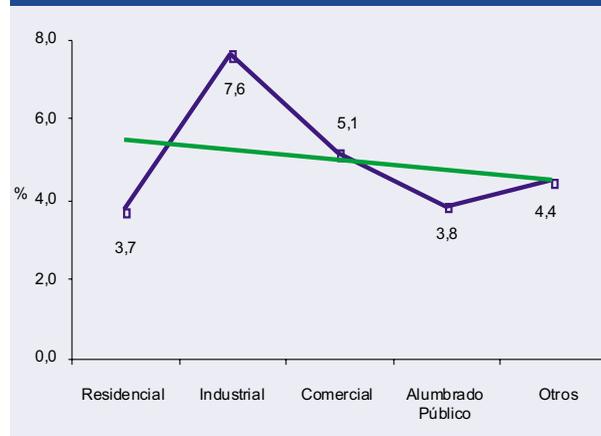
Gráfico 21: Consumo de energía (1995 y 2005)



Fuente: Conelec

A partir del gráfico anterior, se puede advertir que han existido variaciones en el consumo de energía en los distintos sectores. Aquellos que registran crecimientos relativos son el comercial en cuatro puntos y el industrial en un punto porcentual. De acuerdo con los datos del Conelec, el crecimiento medio anual del consumo ha estado en 4,8%, en el período 1995-2005. Las tasas de crecimiento en el periodo mencionado se muestran en el Gráfico 22, donde la línea verde advierte el promedio de crecimiento decenal mencionado.

Gráfico 22: Tasa de crecimiento por sector en el consumo de energía (1995-2005)



Fuente: Conelec

La proyección de las ventas de energía eléctrica en el ámbito del SNI, ha sido analizada sobre la base de los antecedentes de crecimiento de los diferentes sectores de consumo y de las proyecciones globales de las empresas eléctricas de distribución en el entorno económico actual y previsto. En la proyección de estos consumos se ha considerado fundamentalmente la recuperación de pérdidas no técnicas de energía, la tendencia estadística de la facturación analizada a través de series de tiempo, y las previsiones macro económicas, asumiendo un crecimiento del PIB del 4,1% para el año 2007 y en este mismo orden en los 2 siguientes años. Para que esto sea factible, el consumo industrial tendría que crecer con una media mayor al 7% anual. El crecimiento anual del consumo facturado o ventas; y, los porcentajes medios anuales de crecimiento en el período 2006-2015, se indican en el Cuadro 24 (ver pág. siguiente).

Cuadro 24: Proyección del consumo facturado de energía en GWh

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado público y otros	Total
2006	3864	2097	3184	1645	10790
2007	4126	2300	3460	1709	11595
2008	4423	2529	3788	1774	12514
2009	4765	2764	4144	1840	13513
2010	5112	2980	4498	1906	14496
2011	5455	3207	4874	1985	15521
2012	5754	3410	5217	2055	16436
2013	6042	3605	5552	2121	17320
2014	6341	3797	5906	2189	18233
2015	6664	4004	6287	2264	19219
Participación en 2015	34,7%	20,8%	32,7%	11,8%	100,0%
Crecimiento 2006-2015 (1)	6,2%	7,5%	7,9%	3,6%	6,6%

Nota: (1) Corresponde a la tasa promedio de crecimiento del período analizado.
Fuente: Conelec-Plan Nacional de Electrificación 2006-2015

3. Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal

De acuerdo con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico vigente, el Estado promoverá los proyectos de desarrollo de electrificación rural y urbano-marginal, y las obras de electrificación destinadas a la provisión de agua potable, preferentemente en las poblaciones ubicadas en las provincias fronterizas, en la amazonia y Galápagos. La misma Ley estipula que el financiamiento de los programas de electrificación rural estarán a cargo del Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM), que contará, como valor inicial, con los recursos actualmente existentes en el Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal y Fondo Nacional de Electrificación, previsto en la Ley Básica de Electrificación; por lo recaudado para esta finalidad, a partir de la expedición de esta Ley, y el Fondo Especial para Conexiones de Servicios a Consumidores de Bajos Ingresos³⁵.

A partir de la promulgación de la LRSE se incrementa con la suma resultante de la facturación que harán los generadores y los distribuidores a los consumidores de categoría comercial e industrial, el 10% adicional sobre el valor neto facturado por suministro de servicio eléctrico, sin considerar ningún otro valor. El retraso en el pago de los valores facturados a los clientes y recaudados por las empresas eléctricas de generación y distribución por concepto del FERUM, causará el pago de los correspondientes intereses de mora. Tales valores podrán ser recaudados por la vía coactiva.

La identificación y planificación de los proyectos de electrificación rurales y urbano marginales, estará a cargo de

las empresas distribuidoras, en cuya circunscripción se fueren a ejecutar, en coordinación con los consejos provinciales y las correspondientes municipalidades y se someterán a la aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, Conelec. El Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) proveerá los fondos necesarios para la construcción de las obras requeridas para la ejecución de los proyectos. Estos fondos formarán parte del patrimonio del Estado a través del Fondo de Solidaridad. En todo caso, la operación y mantenimiento de tales proyectos estará a cargo de las empresas de distribución existentes.

El Conelec deberá aprobar los proyectos de electrificación rurales y urbano-marginales y los presupuestos a desarrollarse en un ejercicio anual, hasta el 31 de octubre del año inmediato anterior. El Presidente de la República reglamentará la forma en la que se administrará el Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM), así como los sistemas de facturación y recaudación y demás aspectos necesarios para el eficaz y cabal cumplimiento de los objetivos previstos en este artículo.

El Programa de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM) tiene como objetivo lograr el servicio universal, reconociendo que existe una relación estrecha entre acceso a los servicios públicos básicos y la reducción de la pobreza. En general, las poblaciones ubicadas en estas áreas requieren de apoyo financiero para permitir el desarrollo de infraestructura. El FERUM es la respuesta del Estado ecuatoriano para permitir el acceso. Los recursos que alimentan al fondo provienen de:

35. Decreto No. 459-B en el Registro Oficial No. 831 de 24 de junio de 1975 y sus reformas.

- Los saldos existentes en el anterior Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, creado por la Ley 034, que estuvo vigente hasta el 10 de octubre de 1996.
- Los valores originados desde el 10 de octubre de 1996, del Fondo Nacional de Electrificación que constaba en la anterior Ley Básica de Electrificación: esto es el 47% de los ingresos que perciba el Fisco en concepto de regalías por la explotación de los recursos hidrocarbúricos del país, y por los derechos de transporte de crudo por los oleoductos.
- Los montos del Fondo Especial para Conexiones de Servicios a Consumidores de Bajos Ingresos, creado mediante Decreto Supremo 459-B, originados desde el 10 de octubre de 1996 en adelante; más los saldos del fondo en mención, existentes a esa fecha.
- Como ya se mencionó, los ingresos correspondientes al 10% de la facturación realizada por los generadores y distribuidores, por servicio de potencia y energía eléctrica, a los consumidores comerciales e industriales, desde el 10 de octubre de 1996.
- El 5% de las utilidades anuales que correspondan al Estado en las empresas de generación, transmisión y distribución y que no fueren reinvertidas en las mismas empresas, según el artículo 37 de la Ley.
- El rendimiento del 95% restante de esas utilidades correspondientes al Estado, que no se reinvertieren, según ese mismo artículo 37.
- Los rendimientos financieros de los recursos disponibles en el FERUM y los intereses generados.

Los proyectos de suministro de servicio eléctrico a poblaciones o recintos ubicados en las zonas fronterizas, serán calificados y autorizados por el Conelec, de acuerdo a la factibilidad técnica-económica presentada por la respectiva empresa distribuidora limítrofe. Cuando se precise entregar o recibir energía eléctrica a o desde localidades del país vecino, con transferencias de potencia y en niveles de voltaje que los establecerá el Conelec mediante regulación, las empresas distribuidoras podrán efectuar estas transferencias en forma autónoma, considerándolas como una parte menor de la demanda de su sistema.

Las empresas distribuidoras que efectúen este tipo de transacciones deberán poner a disposición del Cenace los contratos y/o acuerdos comerciales que las sustentan, con fines de registro estadístico. El Conelec deberá verificar que tales transacciones no se realicen en condiciones de privilegio respecto a los clientes propios de las empresas. Las empresas distribuidoras deberán poner a disposición del Conelec la información que éste les requiera.

De conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, las empresas distribuidoras, en coordinación con los H. Consejos Provinciales y los Municipios, han presentado los programas de obras para los años 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 y 2006, que se financian con recursos económicos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM. Cumpliendo los plazos reglamentarios y aplicando la Regulación pertinente, el Conelec ha revisado, calificado y priorizado los proyectos de cada programa anual, habiendo asignado los recursos económicos en base a la disponibilidad certificada por el Fondo de Solidaridad.

El Fondo de Solidaridad ha realizado la entrega de los recursos asignados a cada empresa distribuidora, de acuerdo a los proyectos aprobados por el Conelec y a la disponibilidad de caja. Es importante señalar que la disponibilidad de caja depende del estricto cumplimiento de las empresas distribuidoras en realizar los depósitos de los valores que recaudan del FERUM, en las cuentas que para el efecto dispone el Fondo de Solidaridad.

Para los años 2007 a 2015 se registran en las cantidades de obra que podrían financiarse con recursos del FERUM, partiendo de que las condiciones de financiamiento y de asignación de recursos se mantendrían como hasta el presente año, y en base la información que ha sido presentada por las empresas distribuidoras.

Según el Reglamento y la Regulación vigentes, se han asignado importantes recursos para cubrir las diferencias entre el costo real de generación de cada sistema no incorporado y el Precio Referencial de Generación (PRG) aprobado cada año como componente de las tarifas. Los montos más importantes se han asignado a las empresas Sucumbíos y Galápagos.

Los valores se asignaron para dotar o mejorar el servicio eléctrico a familias de los sectores rurales y de las áreas marginales de los centros cantonales, priorizando los proyectos principalmente en función de:

- Su ubicación en Galápagos y en las provincias fronterizas y amazónicas.
- La utilización de recursos energéticos renovables no convencionales.
- El aprovechamiento del proyecto eléctrico para sistemas de agua potable.
- La posibilidad de enlazar sistemas aislados al S.N.I.
- Menor costo de inversión por vivienda electrificada.

De igual forma, hasta el mes de octubre de cada año, se aprobarán los programas de obras del FERUM, de acuerdo con el monto de la disponibilidad presupuestaria que sea reportado por el Fondo de Solidaridad. En el período 2007-2015, se ha previsto un requerimiento de US\$ 530.075.775, para los proyectos de electrificación rural y urbano marginal, monto que aproximadamente permitirá incorporar a 900.025 nuevas viviendas con servicio, el mejoramiento de las redes de distribución y sistemas de medición en viviendas que tienen el servicio eléctrico actualmente; estos recursos permitirán cubrir también el déficit operacional de los sistemas de distribución que no están incorporados al S.N.I.

VIII. PROBLEMÁTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

De acuerdo con el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), el sector eléctrico ecuatoriano sufre problemas estructurales. Dicho documento cita a los dos siguientes como los más importantes: el elevado déficit tarifario de las empresas eléctricas de distribución y el elevado porcentaje de pérdidas totales de energía eléctrica.

1. Déficit tarifario

De acuerdo con la Ley Modificatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico aprobada por el Congreso Nacional del Ecuador el 13 de septiembre de 2006, el Estado ecuatoriano reconoce la existencia del déficit tarifario como uno de los problemas estructurales del sector, así como el desfinanciamiento que ha producido en las

empresas de distribución de energía eléctrica a consecuencia de la decisión del Estado de fijar tarifas por consumo de energía al usuario final que no correspondían a las técnicamente determinadas por el Conelec. Propone, además, la aplicación de políticas públicas en forma de compensación ó subsidio al consumidor final con el objetivo de disminuir drásticamente dicho déficit generado desde el 1° de abril de 1999 hasta el 31 de diciembre de 2005.

En la aplicación de dicha ley se entiende como déficit tarifario unitario, para cada persona jurídica que presta el servicio de distribución de energía eléctrica, a la diferencia entre los precios medios de venta de energía a usuarios finales, obtenidos de la aplicación de los pliegos tarifarios aprobados por el Conelec y que han sido analizados en este documento, y la suma de los costos unitarios reales de compra de energía, los costos del servicio de transmisión y el valor agregado de la distribución. Los costos unitarios reales de compra para cada empresa de distribución de energía son el promedio ponderado de las compras de energía efectuados mediante contratos a plazo y las realizadas en el mercado ocasional. El cálculo del monto tarifario para cada persona jurídica que presta el servicio de distribución de energía eléctrica, se obtiene mensualmente del producto del déficit tarifario unitario por los volúmenes de energía facturados. Para establecer el valor final del déficit tarifario, deberán descontarse todos los valores previamente compensados por la aplicación de los Decretos Ejecutivos 1311 y 2048-A.

Metodología de medición

De acuerdo con el Conelec, el costo medio de la energía comprada por cada empresa de distribución en el MEM, es el resultado de la relación entre los egresos de estas en el mercado ocasional y en el mercado de contratos y la energía recibida en sus barras de consumo.

$$\text{Costo Medio MEM} = \frac{(\text{Egresos MO} + \text{Egresos MC})}{\text{Energía Total Consumida}}$$

Los costos operativos corresponden al Valor Agregado de Distribución (VAD), dicho es valor aprobado por el Conelec a cada una de las empresas de distribución, en cada uno de los períodos de aprobación de las tarifas a usuarios finales. Los precios medios de venta de las empresas de distribución a sus clientes regulados, se los obtiene como la relación entre la facturación realizada por la distribuidora a los usuarios finales (UF) y la energía facturada correspondiente.

$$\text{Precio Medio UF} = \frac{\text{Facturación UF}}{\text{Energía Facturada UF}}$$

El déficit unitario entre los egresos de las empresas distribuidoras más sus costos operativos (VAD) y sus ingresos por facturación a sus usuarios finales, se establece de la siguiente manera:

$$\text{Déficit Unitario} = (\text{Costo Medio MEM} + \text{VAD}) - \text{Precio Medio UF}$$

El déficit tarifario a reconocer por empresa distribuidora se obtiene del producto entre el déficit unitario y el volumen de energía facturada a los usuarios finales.

$$\text{Déficit Tarifario} = \text{Déficit Unitario} \times \text{Energía Facturada UF}$$

Situación actual del déficit tarifario

Con base en la metodología analizada y a las estadísticas oficiales realizadas por el Conelec, y sin tomar en cuenta las compensaciones por decretos ejecutivos, a diciembre de 2004 el valor de déficit tarifario de las empresas eléctricas de distribución ascendía a US\$ 1.079.885.110, tal como lo muestra el Gráfico 23. Tomando en cuenta los descuentos directos de las generadoras del Fondo de Solidaridad, se tiene que existieron compensaciones a las distribuidoras sobre los periodos septiembre 1999-febrero 2000 y agosto-septiembre 2000 de US\$ 43.901.080. Por su parte Transelectric realizó compensaciones a estas empresas por US\$ 5.152.505,42 por el periodo agosto-septiembre 2000, parte de este monto esta considerado dentro de los egresos de las empresas de distribución.

Por su parte el Estado mediante los Decretos Ejecutivos 1311 y 2048-A reconoció un déficit tarifario de US\$ 335.857.798. También se realizó la compensación de la empresa generadora estatal Hidropaute a las EE. Distribuidoras: Esmeraldas, Quito, Riobamba, Regional Sur y Milagro por un monto de US\$ 3.803.246. Asimismo existió una disminución de las compensaciones anunciada por la Subsecretaría de Crédito Público, afirmando que las EE. distribuidoras: El Oro, Esmeraldas, Los Ríos, Manabí y Guayas—Los Ríos seguirían manteniendo una deuda en el MEM de US\$ 26.056.212 con la empresa generadora estatal Hidronación. En conclusión entonces, el déficit tarifario a reconocer por el Estado Ecuatoriano hasta diciembre de 2004 fue de US\$ 722.379.196,9 y si a esta cifra se añade las estimaciones realizadas por el Conelec de US\$ 300 millones para 2005, el déficit tarifario a diciembre alcanzó aproximadamente US\$ 1.000 millones.

Gráfico 23: Evolución del déficit tarifario sin Compensación (abril 1999-diciembre 2004)



Fuente: Conelec

Análisis de las políticas públicas en referencia al déficit tarifario³⁶

La Ley Modificatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico estipula que el Ministerio de Economía y Finanzas deberá compensar a través del respectivo cruce de cuentas a pagar, según corresponda, a las personas jurídicas que presten el servicio de distribución de energía eléctrica, exclusivamente el valor correspondiente a la proporción de recaudación que la distribuidora hubiera realizado de la energía facturada en el periodo comprendido entre el 1° de abril de 1999 y el 31 de diciembre de 2005; en consecuencia el Estado ecuatoriano reconoce la existencia de un déficit tarifario en el sector eléctrico, registrado entre el 1° de abril de 1999 hasta el 31 de diciembre de 2005.

El Ministerio de Economía y Finanzas registrará este déficit, que en ningún caso podrá ser mayor a US\$ 950 millones, como subsidio a favor del consumidor final de energía eléctrica, por lo que será parte del gasto corriente del Gobierno Central. Registrado este déficit, el Ministerio de Economía y Finanzas procederá a realizar el cruce de cuentas correspondientes con las deudas que las empresas del sector eléctrico mantienen con el Estado y Petrocomercial. Las empresas de generación eléctrica contarán con la garantía del Estado en caso de que las distribuidoras de su propiedad no cancelen sus planillas de compra de energía. También se imponen multas para aquellas personas que manipulen los sistemas eléctricos o coadyuven al robo de energía.

36. Este análisis se basa en recomendaciones realizadas por Lenin Parreño, economista país de la CAF en Ecuador.

A su vez, esta Ley establece que las empresas de distribución eléctrica tienen la jurisdicción de ejercer acciones coactivas, para la recuperación de valores de las facturas impagas y además, se crea una Comisión de alto nivel para nombrar a autoridades de control, gerentes y/o administradores de las empresas eléctricas propiedad del Fondo de Solidaridad.

A pesar de las características de la Ley mencionadas, el sector eléctrico no ha podido funcionar adecuadamente, y principalmente por la falta de incentivos de las empresas del Estado en maximizar la eficiencia en sus operaciones. A pesar de esto la Ley aprobada tiene implicaciones que son importantes como:

- La aprobación de la Ley como “ordinaria” limita especialmente la emisión u otorgamiento de la garantía del Estado, puesto que la Ley Orgánica de Responsabilidad Fiscal, la misma que estaría por encima del reciente cuerpo legal aprobado, no incluye tal garantía para pago de venta de energía eléctrica.
- El reconocimiento del déficit tarifario como subsidio implica dentro de las finanzas del Gobierno Central el Presupuesto General del Estado registrará los valores del déficit tarifario como un gasto o transferencia corriente, por lo que para cancelar estos montos, el fisco deberá utilizar recursos fiscales (tributos o ingresos petroleros), prohibiendo, por tanto, mayor endeudamiento (interno y externo) para este propósito.
- La Ley de Responsabilidad Fiscal establece un límite al crecimiento real del gasto primario del 5%; la inclusión del déficit tarifario en el Presupuesto General del Estado reduce el espacio presupuestario de los otros componentes del gasto corriente. Esto introduciría mayores presiones al Ministerio de Economía y Finanzas para encontrar un mayor ahorro fiscal en esta misma clasificación del gasto.

2. Pérdidas en energía

Uno de los problemas tradicionalmente más graves del sector eléctrico ecuatoriano, es el relacionado con las altas pérdidas de energía. En el año 2005, las pérdidas totales de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado y Sistemas No Incorporados, esto es en el conjunto de líneas, subestaciones y redes, de las empresas eléctricas transmisora y distribuidoras, fue de 3.371

Cuadro 25: Pérdidas totales en sector eléctrico (2005)

Pérdidas	GWh	%
Transmisión	424,55	2,81
Técnicas en distribución	1.246,48	8,24
No técnicas en distribución	1.700,41	11,24
Total	3.371,44	22,29

Fuente: Conelec

GWh, que representa 22,3% respecto de la energía bruta producida e importada, como muestra el Cuadro 25.

Respecto de la energía transportada y la no transportada por el sistema nacional de transmisión, de la energía bruta generada e importada, las pérdidas en el Sistema Nacional de Transmisión, constituido por líneas y subestaciones, fueron 3,1%. Por su parte, en los sistemas de las empresas eléctricas de distribución, conformados por: líneas de sub-transmisión, subestaciones, redes, transformadores, acometidas y sistemas de medición para abonados; las pérdidas fueron 23,87% de la energía total disponible en las subestaciones de recepción de los sistemas, según estimaciones para 2005 del Conelec, las pérdidas técnicas fueron aproximadamente 10,10%; y el resto, 13,77%, correspondió a pérdidas no técnicas o comerciales, como muestra el Cuadro 25. Las empresas de distribución Azogues, Centro Sur y Galápagos tuvieron en el año 2005, pérdidas totales menores al 12%, otras nueve distribuidoras sobrepasaron el promedio nacional de 23,87% y dos de esas empresas superaron el 40%, lo cual es crítico.

Respecto de la energía transportada y la no transportada por el sistema nacional de transmisión, de la energía bruta generada e importada, las pérdidas en el Sistema Nacional de Transmisión, constituido por líneas y subestaciones, fueron 3,1%. Por su parte, en los sistemas de las empresas eléctricas de distribución, conformados por: líneas de sub-transmisión, subestaciones, redes, transformadores, acometidas y sistemas de medición para abonados; las pérdidas fueron 23,87% de la energía total disponible en las subestaciones de recepción de los sistemas, según estimaciones para 2005 del Conelec, las pérdidas técnicas fueron aproximadamente 10,10%; y el resto, 13,77%, correspondió a pérdidas no técnicas o comerciales, como muestra el Cuadro 25. Las empresas de distribución Azogues, Centro Sur y Galápagos tuvieron en el año 2005, pérdidas totales menores al 12%, otras nueve distribuidoras sobrepasaron el promedio nacional de 23,87% y dos de esas empresas superaron el 40%, lo cual es crítico.

Estos índices de pérdidas continúan siendo demasiado altos, pues en el ámbito mundial y latinoamericano, existen sistemas eléctricos nacionales que registran pérdidas totales de energía eléctrica, del orden de 10%³⁷. La normativa vigente establece que los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijadas por el Conelec para cada distribuidor, hasta llegar al 2%, porcentaje máximo aceptable que deberá mantenerse a futuro.

Se consideran dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), la incidencia de las inversiones e incrementos en costos que el distribuidor realiza para cada período anual en el cumplimiento del programa de reducción de pérdidas no técnicas. Para el estudio de costos que sirvió de base para la fijación tarifaria realizada en octubre de 2005, el Conelec aceptó los porcentajes de pérdidas técnicas reportados por las distribuidoras, pero solo una parte de las pérdidas no técnicas que reportaron algunas empresas. Los límites aceptables, seguirán disminuyendo en los años siguientes.

Dada la urgente necesidad de reducir estos niveles de pérdidas, en las reuniones periódicas de los responsables de las unidades de pérdidas de las Empresas Eléctricas, se han emitido una serie de recomendaciones sobre medidas que deberían implementarse como resultado de un análisis beneficio/costo, entre las cuales conviene destacar las siguientes:

- Usar transformadores y equipos más eficientes.
- Instalar condensadores para compensar cargas reactivas.
- Instalar sistemas de medida modernos en subestaciones, alimentadores y otros puntos del sistema, para identificar los subsistemas con mayores pérdidas.
- Utilizar programas informáticos para optimizar las ampliaciones, cambios, mejoras y operación de los sistemas de distribución; así como los procesos de registro de clientes, lectura, facturación y control de robos de energía.
- Realizar campañas de educación y publicidad, para difundir los derechos y obligaciones de los distribuidores y los clientes.

En este sentido, las empresas distribuidoras han diseñado e implementado programas de reducción y control de pérdidas no técnicas, siendo las principales acciones: cambio de redes áreas de conductor desnudo por redes aéreas preensambladas, instalación de acometidas con cable anti-hurto y cajas de seguridad, cambio de medidores de tipo electromecánico por electrónicos, instalación de medidores totalizadores, entre otras.

Estos esfuerzos se ven limitados por una serie de deficiencias que se aprecian en forma generalizada en las empresas eléctricas, entre las cuales está la carencia de bases de datos de facturación actualizadas y confiables, manteniendo dentro de sus registros de facturación, clientes con consumos cero y estimados, en un porcentaje importante.

Con la finalidad de superar estos inconvenientes, las distribuidoras efectúan campañas masivas de inspecciones de medidores y acometidas, para disminuir y regularizar la facturación y recaudación mensual. Estas acciones repercuten directamente en el incremento de sus ingresos. Estas medidas deben ser complementadas con la aplicación de acciones legales para evitar el hurto de la energía, considerando que según la LRSE la energía eléctrica es un bien mueble; debiendo adoptarse por otro lado, medidas técnicas para una operación adecuada de los sistemas de distribución, y medidas en el manejo comercial y de gestión de clientes; todo esto en concordancia con el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

Por otro lado, y con la finalidad de optimizar las pérdidas a nivel general del sistema eléctrico, en procura de una reducción en el costo de la energía, se debe atender a lo siguiente:

- A nivel de Sistema Nacional Interconectado, y de acuerdo con el Reglamento de Despacho y Operación del SNI, el Cenace debe coordinar la operación de generación y transmisión, optimizando las pérdidas de potencia y energía, para lograr la operación más económica del sistema en su conjunto.
- A nivel del Sistema Nacional de Transmisión, en los planes decenales de expansión de transmisión, el Transmisor debe evaluar para todo el período de estudio, las pérdidas de potencia activa y reactiva, así como las pérdidas de energía activa en cada uno de los elementos de la red y los auto-consumos a nivel de subestaciones, e incluir la descripción y evaluación económica de las estrategias operativas y los proyectos tendientes a disminuir las pérdidas.

37. Las pérdidas promedio en el Sistema Interconectado Nacional en Bolivia son de 14% a diciembre de 2004.

- A nivel de los sistemas de sub-transmisión y distribución, las empresas eléctricas distribuidoras, en los estudios de costos para el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), continuarán asumiendo las pérdidas de energía que excedan de los niveles máximos admitidos por el Conelec.

Esto constituye una motivación suficiente, para que las empresas implementen programas de reducción de pérdidas, que incluyan las medidas que se han descrito. La ejecución de un plan de reducción de pérdidas de acuerdo con el último diagnóstico realizado por la CAF en noviembre de 2005, está basado en los proyectos presentados por las empresas distribuidoras, que en total representan US\$ 262 millones. Si estos proyectos se aplicaran en su totalidad, asumiendo una reducción de pérdidas técnicas en tres años y no técnicas en dos años se reducirían costos en US\$ 34 millones al año sólo por reducción en pérdidas técnicas, mientras que la reducción en costos por pérdidas comerciales ascendería a US\$ 51 millones. Adicionalmente la reducción del consumo por pérdidas técnicas podría elevarse al 6% del consumo nacional estimado para 2005. Esto equivale a la energía entregada al MEM por la planta hidráulica Agoyán o la planta térmica Termoesmeraldas.

Menores requerimientos de despacho de unidades “caras” producirían una reducción del precio medio de la energía en todo el sistema en 10%, lo que produciría un ahorro de US\$ 96 millones. Los efectos de los proyectos harían que las empresas pasaran de tener pérdidas contables netas a tener ganancias netas. En su conjunto las empresas eléctricas distribuidoras del Estado presentaron pérdidas contables en 2004 por US\$ 170 millones, mientras que en base a los estados financieros auditados presentados por el Fondo de Solidaridad, a diciembre de 2005 y exceptuando a EE. Emelgur y Manabí, las pérdidas netas alcanzaron US\$ 125,5 millones (ver Cuadro 26). Los proyectos en reducción de pérdidas, tanto técnicas como comerciales, recuperarían un 50% de esas pérdidas contables.

En base a lo anterior, se esperaría que no fuese requerido incrementar las tarifas promedio como solución al problema de elevadas pérdidas, dados los estados financieros auditados y asumiendo un aumento proporcional de los ingresos en relación al aumento en la tarifa promedio al consumidor final, como lo muestra el Cuadro 27 aún incrementando los ingresos en 20% (misma proporción en las tarifas) algunas empresas continuarían registrando pérdidas contables.

Cuadro 26: Pérdidas por energía por empresa distribuidora (2005)

Empresa	Disponible distribuidor (MWh)	Pérdidas técnicas (MWh)	Pérdidas técnicas (%)	Pérdidas no técnicas (MWh)	Pérdidas no técnicas (%)	Pérdidas distribuidor (MWh)	Total pérdidas (%)
Ambato	361.730	34.214	9,46	17.630	4,87	51.844	14,33
Azogues	82.391	3.085	3,74	1.506	1,83	4.591	5,57
Bolívar	51.621	6.072	11,76	3.394	6,57	9.466	18,34
Categ-D	3.396.535	314.966	9,27	614.348	18,09	929.314	27,36
Centro Sur	615.669	37.421	6,08	20.930	3,40	58.351	9,48
Cotopaxi	256.636	29.643	11,55	4.850	1,89	34.492	13,44
El Oro	495.009	51.084	10,32	99.175	20,04	150.259	30,35
Esmeraldas	343.998	48.513	14,10	56.146	16,32	104.659	30,42
Galápagos	22.783	1.250	5,49	537	2,36	1.787	7,84
Guayas-Los Ríos	808.554	85.788	10,61	222.484	27,52	308.271	38,13
Los Ríos	242.303	29.832	12,31	45.641	18,84	75.473	31,15
Manabí	915.288	120.617	13,18	246.592	26,94	367.208	40,12
Milagro	368.712	35.728	9,69	118.593	32,16	154.321	41,85
Norte	351.253	33.706	9,60	17.514	4,99	51.220	14,58
Quito	2.943.777	298.793	10,15	88.159	2,99	386.952	13,14
Riobamba	179.181	17.701	9,88	17.412	9,72	35.113	19,60
Sta. Elena	304.897	25.876	8,49	68.652	22,52	94.528	31,00
Sto. Domingo	285.808	29.210	10,22	24.997	8,75	54.207	18,97
Sucumbios	125.405	21.344	17,02	26.399	21,05	47.743	38,07
Sur	195.466	21.634	11,07	5.457	2,79	27.091	13,86
Total	12.347.016	1.246.475	10,10	1.700.414	13,77	2.946.889	23,87

Fuente: Conelec

Cuadro 27: Utilidades netas EE. distribuidoras (2005)

Empresa	Ingresos totales US\$	Costos totales US\$	Utilidad neta en US\$
Quito	248.625.924,7	282.754.415,5	-34.128.490,8
Ambato	47.297.434,8	47.801.195,5	-503.760,6
Milagro	26.887.878,2	40.123.520,0	-13.235.641,8
Los Ríos	19.625.880,9	28.256.019,1	-8.630.138,3
El Oro	38.002.616,8	56.506.918,8	-18.504.302,1
Sucumbios	9.108.934,0	17.853.701,0	-8.744.767,0
Centro Sur	54.124.081,0	54.496.575,4	-372.494,4
Regional Sur	25.968.309,5	28.174.614,2	-2.206.304,8
Regional Norte	34.383.887,5	37.949.052,6	-3.565.165,1
Riobamba	23.766.780,4	24.626.428,4	-859.648,0
Sto. Domingo	27.449.677,8	32.197.311,0	-4.747.633,2
Azogues	6.746.276,9	6.999.404,3	-253.127,4
Sta. Elena	22.156.262,5	37.939.531,0	-15.783.268,5
Galápagos	2.064.719,3	4.260.110,7	-2.195.391,5
Cotopaxi	19.992.940,5	19.546.922,9	446.017,5
Bolívar	5.976.987,1	8.310.129,6	-2.333.142,5
Esmeraldas	25.016.402,8	34.948.122,0	-9.931.719,2
Emelgur*			
Manabí*			
Total	637.194.994,5	762.743.972,2	-125.548.977,7

* Los estados financieros auditados de las EE. Emelgur y Manabí no se encontraban disponibles en el FS.
Fuente: Fondo de Solidaridad.

Cuadro 28: Pérdidas por energía por empresa distribuidora (2005)

Empresas	10%	Utilidad neta	15%	Utilidad neta	20%	Utilidad neta
Quito	273.488.517	(9.265.898)	285.919.813	3.165.398	298.351.110	15.596.694
Ambato	52.027.178	4.225.983	54.392.050	6.590.855	56.756.922	8.955.726
Milagro	29.576.666	(10.546.854)	30.921.060	(9.202.460)	32.265.454	(7.858.066)
Los Ríos	21.588.469	(6.667.550)	22.569.763	(5.686.256)	23.551.057	(4.704.962)
El Oro	41.802.878	(14.704.040)	43.703.009	(12.803.910)	45.603.140	(10.903.779)
Sucumbios	10.019.827	(7.833.874)	10.475.274	(7.378.427)	10.930.721	(6.922.980)
Centro Sur	59.536.489	5.039.914	62.242.693	7.746.118	64.948.897	10.452.322
Regional Sur	28.565.140	390.526	29.863.556	1.688.942	31.161.971	2.987.357
Regional Norte	37.822.276	(126.776)	39.541.471	1.592.418	41.260.665	3.311.612
Riobamba	26.143.458	1.517.030	27.331.797	2.705.369	28.520.137	3.893.708
Sto. Domingo	30.194.646	(2.002.665)	31.567.129	(630.182)	32.939.613	742.302
Azogues	7.420.905	421.500	7.758.218	758.814	8.095.532	1.096.128
Sta. Elena	24.371.889	(13.567.642)	25.479.702	(12.459.829)	26.587.515	(11.352.016)
Galápagos	2.271.191	(1.988.920)	2.374.427	(1.885.684)	2.477.663	(1.782.448)
Cotopaxi	21.992.235	2.445.312	22.991.882	3.444.959	23.991.529	4.444.606
Bolívar	6.574.686	(1.735.444)	6.873.535	(1.436.594)	7.172.385	(1.137.745)
Esmeraldas	27.518.043	(7.430.079)	28.768.863	(6.179.259)	30.019.683	(4.928.439)
Emelgur						
Manabí						

* Los estados financieros auditados de las EE. Emelgur y Manabí no se encontraban disponibles en el FS.
Fuente: Conelec

IX. PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ³⁸

Una comparación de lo que ha sucedido en 2005 con respecto al año 2004, muestra que la energía total vendida en el MEM tuvo un incremento de 3%. Sin embargo, mientras la energía vendida en el Mercado Ocasional se incrementó en 21%, la energía en contratos se redujo en 11%.

Por su parte, la facturación total por las transacciones de venta de energía en el MEM en 2005, muestra un incremento de 16% con respecto al 2004. En el mercado ocasional el incremento es 22% y en el mercado de contratos el 2%.

Se espera que en el futuro la tendencia creciente del mercado ocasional se revierta, y que se produzca una mayor presencia de contratos, en especial de aquellos suscritos entre los generadores y las empresas de distribución, más aún cuando en las reformas que se están planteando a la LRSE, se condiciona la garantía de pago por parte del Estado, únicamente hacia aquellos generadores que comprometan en contratos su energía firme.

La entrada en operación de nuevos proyectos de generación como San Francisco y Mazar, así como la segunda interconexión a 230 kV con Colombia y la puesta en operación de la interconexión radial con el Perú, se espera reduzcan el consumo de combustibles para generación térmica y por lo tanto disminuya el precio medio de venta de energía en el mercado.

Se espera asimismo una mayor participación de grandes consumidores y auto-productores. De hecho el número de este tipo de actores continúa creciendo, y vienen constituyendo un elemento dinamizador del mercado.

El Estado ecuatoriano ha expresado su preocupación respecto de la necesidad de realizar estudios interinstitucionales que permitan definir una matriz energética nacional óptima para el futuro, como parte de un Plan Energético, a fin de que las futuras actualizaciones del Plan de Electrificación, tengan en cuenta la matriz del Plan Energético Nacional.

La actividad de todos los actores del sector eléctrico debe orientarse a satisfacer las necesidades de los clientes, en condiciones de eficiencia, economía y calidad. Por tanto, las empresas generadoras, la transmisoras y las distribuidoras, bajo la coordinación operativa del

Cenace y el control del Conelec, deben realizar sus actividades, sujetándose a los reglamentos de Suministro del Servicio de Electricidad, del Mercado Mayorista, de Operación del SNI y de Tarifas, para asegurar que los usuarios de la energía eléctrica, reciban la misma con características óptimas en cuanto a:

- Instalación ágil de los nuevos suministros solicitados.
- Disponibilidad oportuna y suficiente de potencia y energía.
- Nivel de voltaje dentro del rango reglamentario.
- Forma adecuada de la onda de voltaje.
- Rango y pendiente de variación de la frecuencia.
- Índices de confiabilidad del servicio.
- Atención rápida de los problemas que se presenten.
- Sistemas de facturación y recaudación confiables y comprensibles por los usuarios.
- Sistemas modernos y personalizados de atención a los clientes.

Las perspectivas por concesiones para nuevos requerimientos de generación, así como planes de expansión presentados por Transelectric y las empresas distribuidoras, requerirán una inversión estimada superior a tres mil millones de dólares. Las inversiones, a precios de 2006, estimadas por el Plan Nacional de Electrificación 2006-2015, son US\$ 1.357 millones en generación, US\$ 286 millones en transmisión y US\$ 1.498 millones en distribución incluido el programa de electrificación rural y urbano-marginal.

La ejecución de los proyectos de expansión y el cumplimiento de los programas de inversión, dependen principalmente de la disponibilidad de recursos financieros, para lo cual se requiere por una parte, la aplicación de tarifas que cubran los costos, o bien del reconocimiento claro y transparente de los subsidios que decida otorgar el Estado, en cuyo caso deberá hacerse efectiva la compensación correspondiente a través del Presupuesto General del Estado.

El financiamiento de los proyectos de generación estará soportado fundamentalmente por la inversión privada, aunque podría presentarse un aporte importante de recursos del Estado, a través de reconocimiento del déficit tarifario, que se considera en las reformas a la LRSE. La garantía de pago por parte del Estado hacia los generadores que suscriban contratos de venta de energía por un período mínimo de cinco años, facilitará el cierre financiero para algunos proyectos que no han podido concretarse y cuya ejecución se ha venido dilatando por la falta de financiamiento. La garantía de pago limita el riesgo para el inversionista, y lo reduce a aquel que resulta normal y natural para un negocio que se desenvuelve en un esquema de libre competencia.

Una mejora en la gestión interna de las empresas distribuidoras que muestran bajos índices de eficiencia, a través de la designación de administraciones debidamente seleccionados sumado a que el Estado otorgue los incentivos correctos, permitirán que los resultados financieros de las empresas hacia el futuro muestren saldos positivos, que posibilitarán aplicar el Art. 37 de la LRSE, que establece que las utilidades correspondientes al Estado, que el ejercicio económico de estas empresas genere, deberán ser reinvertidas en el mejoramiento de su infraestructura, expansión de servicios y capacidad técnica operativa, según lo establezcan los presupuestos de inversiones anuales.

X. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Banco Central del Ecuador (BCE): "Cuentas Nacionales Anuales No. 20". Agosto 2006.
- Banco Central del Ecuador (BCE): "Diagnóstico del Sector Eléctrico Ecuatoriano". Apuntes de Economía No. 31. Julio 2003.
- Centro Nacional de Control de Energía (Cenace): "Problemática del Sector Eléctrico Ecuatoriano". Junio 2005.
- Comisión de Integración Energética (CIER): "Boletines Informativos 1994-2004".
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL): "Estadísticas Sectoriales". Diciembre 2005.
- Congreso Nacional del Ecuador: "Ley del Régimen del Sector Eléctrico". 1996.
- Congreso Nacional del Ecuador: "Ley Modificatoria a la Ley del Régimen del Sector Eléctrico". Septiembre 2006.
- Consejo Nacional de Electricidad (Conelec): "Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2005". Mayo 2006.
- Consejo Nacional de Electricidad (Conelec): "Plan Nacional de Electrificación 2004-2013". Octubre 2004.
- Consejo Nacional de Electricidad (Conelec): "Plan Nacional de Electrificación 2006-2015". Septiembre 2006.
- Consejo Nacional de Electricidad (Conelec): "Pliego Tarifario Empresas Eléctricas". Octubre 2005.
- Corporación Andina de Fomento (CAF): "Colombia: Análisis del Sector Eléctrico". Septiembre 2006.
- Fondo de Solidaridad: "Estados Financieros Empresas Eléctricas de Distribución". Diciembre 2005.
- Instituto Nacional de Estadísticas y Censos: "Cuentas Nacionales y Proyección Poblacional". Diciembre 2005.
- International Monetary Found: "World Economic Outlook 2006".
- Ministerio de Economía y Finanzas (MEF): "Memoria Institucional". Diciembre 2005.
- Ministerio de Energía y Minas (MEM): "Memoria Institucional". Diciembre 2005.
- Parreño Lenin (CAF): "Ecuador: Ley Eléctrica y Reconocimiento del Déficit Tarifario". Agosto 2006.

Descargo de Responsabilidades

La CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO ("Corporación") ha publicado este documento ("Documento") con fines exclusivamente informativos sobre el desarrollo y las actividades de la Corporación y/o sobre temas relacionadas al ámbito de Infraestructura. Por lo tanto, los usuarios no pueden transferir, copiar, imprimir y en general hacer uso de la información, salvo que dicho uso sea sin fines comerciales.

Adicionalmente, este Documento puede incluir trabajos y documentos elaborados por terceros, los cuales pudieran haber sido realizados por consultores ajenos o no a la Corporación. La presentación de todo este material se efectúa con fines exclusivamente informativos y la Corporación, de ninguna manera, se hace solidaria con sus contenidos o con las implicaciones que de los mismos se pueda realizar. La Corporación no asume responsabilidad alguna por la información contenida en dichos trabajos y documentos.

Este Documento puede incluir direcciones a sitios web de terceros. Las direcciones enunciadas no están bajo el control de la Corporación, quien no es responsable de sus contenidos. La Corporación provee estos enlaces como un servicio a los usuarios del Documento y sus inclusiones no implican el respaldo o la aprobación de los materiales u opiniones publicadas en los mismos.

Por consiguiente, el uso del contenido de este Documento es sólo al riesgo del usuario. La Corporación no garantiza ni puede ser tenida como responsable por el contenido, la exactitud o la integridad del material que aparece en este Documento y, por lo tanto, sus contenidos no comprometen a la Corporación. Adicionalmente, bajo ninguna circunstancia la Corporación podrá ser tenida como responsable por pérdidas, daños, compromisos o gastos incurridos o asumidos como resultado del uso del contenido de este Documento.

Nada en este Documento puede o debe interpretarse como una renuncia a las inmunidades, exenciones y privilegios otorgados a la Corporación por su Convenio Constitutivo o por los acuerdos celebrados o que se celebren entre la Corporación y sus países accionistas.

Corporación Andina de Fomento

Sede: Av. Luis Roche, Torre CAF, Altamira.

Apdo. Postal: Altamira 69011.

Caracas, Venezuela.

Vicepresidente de Infraestructura

Antonio Juan Sosa

asosa@caf.com

Director de Análisis y

Programación Sectorial

Rolando Terrazas Salinas

rterrazas@caf.com

Ejecutivo Principal

Alberto Levy Ferré

alevy@caf.com

Pasante

Sergio Daga