



**COMPETENCIA EN MERCADOS ENERGETICOS: UNA
EVALUACION DE LA REESTRUCTURACION DE LOS
MERCADOS ENERGETICOS EN AMERICA LATINA
Y EL CARIBE**

**PROYECTO: COMPETENCIA EN MERCADOS
ENERGETICOS**

FECHA: DICIEMBRE 2004

El autor del presente documento es el Consultor: Mentor Poveda, MSEE

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

CONTENIDO

	Página
RESUMEN EJECUTIVO	
INTRODUCCIÓN	1
1. Panorama Regional de América Latina y el Caribe	4
1.1 Sector de Hidrocarburos	4
1.2 Sector Eléctrico	5
1.3 Energías Renovables y Ambiente	7
2. Los Procesos de Reforma en América Latina y el Caribe	9
2.1 Situación actual de las reformas en el sector energético en LAC	9
2.2 México y América Central	10
México	11
Costa Rica	11
El Salvador	12
Guatemala	13
Honduras	14
Nicaragua	15
Panamá	15
2.3 Brasil y el Cono Sur	17
Argentina	17
Brasil	21
Chile	25
Paraguay	28
Uruguay	28
2.4 Área Andina	29
Bolivia	29
Colombia	31
Ecuador	33
Perú	35
Venezuela	40
2.5 El Caribe	41

Barbados	41
Cuba	41
Grenada	42
Guyana	42
Haití	42
Jamaica	43
República Dominicana	43
Suriname	44
Trinidad y Tobago	44
3. Resumen de la situación actual	46
4. Resultados Observados de las Reformas	49
4.1 Países con mercado abierto y con propiedad privada	49
4.2 Países con mercado abierto y propiedad mixta	57
4.3 Países con estructura de comprador único e integrada regulada	60
4.4 Resultados	68
5. Conclusiones	70
Bibliografía	73

Resumen Ejecutivo

Con el patrocinio de la Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional, OLADE y la Universidad de Calgary están desarrollando el Programa de Energía Sostenible que tiene como objetivo principal el mejorar las reformas del sector público y apoyar la administración del sector energético y del medio ambiente, de forma que contribuya a la reducción de la pobreza y al desarrollo sostenible.

En el marco de este programa se ejecuta el Proyecto “Competencia en Mercados Energéticos”, cuya primera fase se completa con este informe. Una segunda fase, profundizará los resultados iniciales con base en estudios de caso en cuatro países de la región.

La primera fase del proyecto realiza el análisis del grado de competencia alcanzado y las experiencias de operación de los mercados energéticos constituidos en la región, como parte del movimiento a nivel mundial que busca liberalizar el comercio de la energía.

Todos los países de América Latina y el Caribe realizaron reformas a la estructura del sector energético, principalmente en la década de los años 90, adoptando modelos con una amplia gama de opciones en cuanto se refiere al grado de apertura del mercado y a la participación de las inversiones privadas. El informe presenta un cuadro reflejando un esfuerzo realizado por OLADE para ubicar las estructuras adoptadas por los países en un solo resumen gráfico.

La reforma de la estructura del sector energético en América Latina y el Caribe se desarrolló con gran rapidez. El apresuramiento llevó, en algunos casos, hasta a realizar privatizaciones sin haber establecido un marco normativo previo y acorde a la transformación sustancial que se realizaba. Aspecto que difiere sustancialmente con lo que ocurre en los países industrializados. En los Estados Unidos, no existe una ley federal que establezca una normativa común para la apertura de los mercados energéticos y a febrero 2003, 18 Estados se encontraban operando con reformas, 5 Estados están con el proceso de reformas detenido y 1 Estado ha suspendido el proceso. En la Unión Europea, con mayor grado de interconexiones eléctricas existentes y con un marco legal armónico, se estableció una normativa para una integración gradual de los mercados eléctricos que abre los mercados eléctricos para los clientes no-residenciales hasta julio de 2004 y para todos los clientes hasta julio 2007.

El país pionero de las reformas, Chile en 1982, es el primero en el mundo en des-regular el sector eléctrico, fue seguido por un grupo de países entre el 1992 y el 1996 que aprovechan las lecciones aprendidas para implantar otros modelos, entre ellos destaca Argentina con una estructura que aún con la aguda crisis macroeconómica vivida por el país ha logrado mantener su operación. Otro grupo de países realizó reformas hasta el año 2000, mientras que los países pioneros comenzaron un análisis de la experiencia tendiente a implantar reformas de segunda generación¹. Se destaca Brasil que realiza reformas en 1996 y realiza una segunda reforma profunda durante el 2004, atendiendo

¹ Reformas de segunda generación: Ajustes derivados de la experiencia con la reestructuración del sector.

las señales de falta de expansión de la generación y procurando incentivar y soportar el desarrollo de su potencial hidroeléctrico.

El informe presenta la estructura actual del sector energético en cada uno de los Países Miembros de OLADE con un comentario sobre las experiencias individuales en sus mercados energéticos, así como las circunstancias especiales que incidieron sobre el sector; además, se empleó la base estadística de 30 años de información energética que dispone OLADE para mostrar la evolución de algunos indicadores en los 26 Países Miembros, antes y después de las reformas, para obtener conclusiones en la esfera regional, como se resumen a continuación.

Dos grupos de países reflejan éxitos con las reformas, por un lado, aquellos que tienen una demanda amplia con espacio para la competencia y que optando por un modelo de libre mercado llevaron la implantación del modelo hasta la meta propuesta, reflejan resultados satisfactorios en las tarifas, en las pérdidas, en la mejora de la confiabilidad, produciendo una mejora sustancial en la imagen del sector en el público. Por otro lado, los países donde el tamaño reducido de la demanda no justifica un mercado de competencia y optaron por una estructura de comprador único, también reflejan resultados satisfactorios en los indicadores analizados y en la captación de inversiones privadas.

Una observación importante resulta de la expansión de la oferta, pues en el tema de atraer inversiones privadas los resultados fueron especialmente satisfactorios mientras la región constaba en la agenda de los capitales externos, más o menos hasta el año 2000. Igualmente, un negocio que se ha consolidado es el que realizan los productores independientes con centrales eléctricas de pequeña capacidad cuando negocian directamente con los grandes clientes, pues gana el comprador al obtener precios más bajos y gana el vendedor al asegurar los pagos para su producción que no siempre ocurre así cuando las empresas de distribución son estatales.

La mayor parte de las inversiones en expansión de oferta fueron en centrales térmicas a tal punto que en los últimos 8 años, en el conjunto de países de la región, se han revertido las tendencias que se observaban antes, donde la generación de origen hídrico no solo predominaba sino que, además tenía un crecimiento mayor. En los últimos años, la generación térmica se ha incrementado con mayor rapidez, ratificando una posición que era previsible desde el punto de vista del inversionista privado, pues estas centrales representan inversiones menores por kW instalado y aún cuando los costos de operación son mayores la recuperación es más rápida, tiempos más cortos de construcción con menores riesgos financieros; además con la posibilidad de trasladar la central, en un caso extremo, que en el caso de una central hidroeléctrica resulta impracticable.

El número de actores de mayor importancia a escala regional sigue siendo limitado a una decena de empresas, particularmente españolas, de los Estados Unidos y de Francia, que tienen inversiones en varios países de la región; mientras que existen varios pequeños inversionistas de nivel local con producciones limitadas de energía. Lo anterior tiene dos matices. La integración debería facilitarse puesto que los mismos actores privados y de mayor importancia están presentes en casi todos los países de la región, los enlaces eléctricos o gasíferos unirían inversiones de un mismo actor más allá de las fronteras de los países. Pero, por otro lado, los niveles de competencia no mejorarían a través de la interconexión y la integración de un mercado regional, pues el

número de actores importantes sería el mismo que ya se observa en los países con mayor demanda.

La explotación de las reservas de gas natural de la región ha recibido impulso con el ejemplo de Trinidad y Tobago a través de su planta de liquefacción para la exportación a los mercados de Norteamérica y Europa. Además, el gasoducto Camisea - Lima entró en operación el 2004 obligando a renovar y modernizar los sistemas de combustión de las centrales térmicas de Lima. El Cono Sur de Sudamérica aprovecha la producción de gas natural de Bolivia y existen planes de ampliar el sistema de gasoductos con Brasil y Argentina. Por otro lado, en Chile, con los problemas en la importación de gas natural desde Argentina se encuentra a la búsqueda de alternativas de combustibles para sus centrales de gas.

De la experiencia se observa que, se deben plantear reformas de la estructura tomando en cuenta los recursos energéticos que tiene cada país, a fin de privilegiarlos como corresponde, pero sin que esto resulte ser un limitante de la competencia.

Por otro lado, la experiencia de Brasil en la expansión de su sistema de transmisión debería ser tomada como ejemplo por los demás países de la región, pues los problemas que se viven en el mundo por la limitación de inversiones en esta actividad del sector eléctrico requieren soluciones creativas como la aplicada por este país.

Independiente del modelo adoptado, el tema de la regulación del sector, en términos de su fortaleza, independencia, preparación de su personal y autonomía, es todavía una tarea pendiente. Cabe recalcar que la regulación proviene de la legislación anglosajona y no de la greco-romana, de donde la mayoría de los países de la región derivan su estructura legal, y por consiguiente la experiencia de funcionamiento en los países de América Latina es reciente y requiere preparación y consolidación, para que funcione a la altura de los retos que imponen los nuevos modelos que vive el sector en la actualidad.

Las pérdidas de energía eléctrica continúan siendo un problema en América Latina y el Caribe, aún cuando las regulaciones para su reducción incorporadas en las reformas, han dado los frutos esperados en la mayoría de los países con mercado abierto y participación privada dominante. En los países con mercado abierto y propiedad mixta, privada y estatal, las regulaciones para las pérdidas no alcanzaron los resultados apetecidos debido a las presiones políticas que todavía se mantienen, situación que se agrava en países de propiedad estatal predominante. Los éxitos alcanzados provienen del control de las pérdidas no técnicas, pero queda abierto todavía el trabajo en las pérdidas técnicas que solo pocos países han emprendido y que gracias a ello están llegando a valores por debajo del 10% que en otras épocas se catalogaba como fuera de las posibilidades de los países de la región.

El desarrollo de las reformas estructurales del sector energético significó una oportunidad en la región para organizar y, en algunos casos, comenzar algunas políticas para conservación del ambiente. Disposiciones que se encontraban dispersas y a cargo de varios organismos estatales, fueron centralizadas y se incluyeron algunos requisitos ambientales para otorgar concesiones y licencias de construcción de obras de infraestructura energética.

El desarrollo de las energías renovables ha tomado un nuevo impulso, con la incorporación en las reformas de incentivos especiales para su producción de energía, naturalmente privilegiando el desarrollo del potencial hidroeléctrico con que cuenta la región y a pesar de las dificultades para atraer las inversiones necesarias. En este campo, se esperan éxitos en la aproximación que entrelaza el desarrollo de renovables con la contribución en las soluciones a problemas fundamentales de la sociedad de la región, como el promover cultivos para la producción de energía con biodiesel y etanol ó aprovechamiento de biomasa en zonas deprimidas ó el generar empleos a través del aporte de la industria local en la construcción de elementos de los sistemas energéticos.

La región tenía un incipiente desarrollo de la eficiencia energética antes de las reformas; la apertura de los mercados de energía eléctrica y la desagregación vertical del sector ha traído consecuencias positivas y negativas. La incorporación de empresas comerciales en la generación ha significado un interés natural en mejorar la eficiencia en la producción de energía y además, con la reforma los subsidios tendieron a desaparecer haciendo que los consumidores tengan la señal correcta en el precio para interesarlos e incentivarlos en la incorporación de la eficiencia energética, señal necesaria aún que no suficiente. Por otro lado, la nueva estructura del sector se caracteriza por el incremento del número de actores que trae como consecuencia que la responsabilidad del desarrollo de la eficiencia energética se disperse; además, los beneficios que la eficiencia presenta para la empresa verticalmente integrada no son claros para generadores privados y empresas de transmisión; particularmente, la mejora en la eficiencia en la demanda que podría diferir nuevas inversiones, es un beneficio para la sociedad y no para un generador individual. Las empresas de distribución que cambiaron de propietario han debido consolidar su posición afrontando problemas urgentes para sus accionistas, como son: la mejora de la recaudación, reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, entre otros, donde la eficiencia energética en el lado de la demanda tiene una prioridad muy baja para los planes de la empresa y eso, cuando existe algún interés en el tema.

Se concluye que el grado de competencia alcanzado en los países de la región se ha visto limitado por el pequeño número de actores privados que participan pues la importancia de las inversiones que se requieren así lo determina; más aún, si se considera que la percepción de riesgo financiero en la región sigue siendo alta. Este último factor, además, ha privilegiado el desarrollo de centrales térmicas sacrificando el aprovechamiento de los importantes recursos hídricos que mantiene la región sin explotar y limitando la exportación de los recursos fósiles disponibles que podrían contribuir a mejorar la seguridad del abastecimiento energético mundial.

Adicionalmente, los resultados obtenidos por las reformas implantadas en los países de la región en algunos casos son satisfactorios, mientras que en otros queda mucho por lograr; en particular, varias empresas de distribución eléctrica estatales o mixtas no han podido honrar sus obligaciones con los generadores debido a tarifas insuficientes y por que las pérdidas se mantienen como un problema importante, significando incluso una barrera para la expansión de la generación para abastecer la demanda creciente.

Las reformas permitieron organizar las disposiciones para la protección ambiental que antes se encontraban dispersas en varios cuerpos legales y bajo la responsabilidad de varias instituciones. Igualmente, se incorporaron incentivos para el desarrollo de las energías renovables pero dejando que las fuerzas del mercado determinen su expansión.

La eficiencia energética recibió varias menciones en las nuevas leyes, lamentablemente con pocas disposiciones concretas para su implantación y desarrollo.

Introducción

Este proyecto tiene como objetivo central el desarrollo de estrategias y lineamientos de política energética orientadas a fortalecer y mantener la competencia establecida en el sector a través de las reformas estructurales introducidas en las dos últimas décadas; sin embargo, el estudio del tema se inscribe en un contexto más amplio que debe ser analizado con el fin de lograr solidez en las recomendaciones que deberán surgir del proyecto.

OLADE desde hace ya mucho tiempo ha demostrado una justificada preocupación sobre el futuro del sector energético de sus Países Miembros a través de estudios que fueron realizados en diversas épocas y que resultan en antecedentes valiosos a ser tomados en cuenta.

En el año 1991, en asocio con el Banco Mundial preparó el estudio denominado “Evolución, Situación y Perspectivas del Sector Eléctrico de los Países de América Latina y el Caribe” donde se analiza en detalle los problemas que el sector enfrentaba en esa época con énfasis en los problemas financieros. A finales de 1992, publica el libro “El Papel del Estado en el Sector de la Energía” donde se analizan las posibles reformas estructurales que se avizoraban para los años siguientes, con las consecuencias particularmente para el Estado, que hasta esa época había sido administrador de las empresas energéticas con pocos resultados satisfactorios. En 1998, el estudio “La Modernización del Sector Energético en América Latina y el Caribe: Marco Regulatorio, Desincorporación de Activos y Libre Comercio” procura realizar un análisis de los resultados que las reformas habían logrado hasta esa fecha y que a pesar del poco tiempo de experiencia presenta algunas conclusiones interesantes.

Se pueden extraer algunas consideraciones preliminares que deberán ser tenidas en cuenta y que se presentan a modo de orientación sobre el contexto en el que se desenvuelve el estudio.

El mundo emprende las reformas al sector energético buscando incorporar la competencia en subsectores tradicionalmente monopólicos.

En el subsector eléctrico, la competencia se establece en la actividad de generación, sobre la base de la relación comercial de los generadores directamente con los clientes. El transporte de la energía (transmisión y distribución) se paga por peajes regulados por la normativa vigente. La operación del sistema eléctrico está regulada por un agente a cargo del despacho, mientras que las transacciones comerciales se realizan con independencia de la parte técnica.

Las motivaciones para las reformas en el ámbito global, se enmarcan en la expectativa de lograr que la competencia dinamice una actividad que, por la misma necesidad de mantener alta confiabilidad, se volvió conservadora en exceso y no dejaba fluidez al ingreso de nuevas tecnologías.

El desarrollo que la generación distribuida ha tenido en años recientes se debe en parte a la apertura obligada de las redes de las empresas eléctricas para otros productores con nuevas tecnologías (micro-turbinas, celdas de combustibles y otros).

Para América Latina y el Caribe, a las motivaciones anteriores hay que añadir una razón fundamental para las reformas, la necesidad de captar inversiones de capitales externos e internos, pues el financiamiento de las obras de expansión del sector se había convertido en una grave dificultad para empresas estatales ineficientes.

La participación privada resultó ser una respuesta a los problemas que mostraba el sector, pues el mundo financiero internacional miraba con muy buenos ojos las inversiones en los mercados emergentes, entre los que destacaba América Latina.

Los mercados abiertos ejercieron una disciplina sobre la política energética, particularmente en los aspectos relacionados con los precios, que sirvió de base para sostener el desarrollo de la década pasada.

Los actores privados mostraron una dinámica de la inversión, sobre todo en Argentina y Chile, que superó las previsiones para el abastecimiento interno y se orientó hacia la exportación.

Con un sector energético operando satisfactoriamente, con reglas claras y con la competencia favoreciendo el crecimiento, se produce la caída de la economía argentina que deja sin bases al sector energético. Los inversionistas se encuentran en una situación difícil, pues las tarifas reguladas para los clientes minoristas no pueden ser ajustadas al nivel tan alto que exige la caída de la moneda ni con la rapidez que los inversionistas desearían, pues la economía del país no lo podría resistir.

En el Brasil el sector privado tiene 23% de la generación y el 65% de la distribución. La mayor parte es capital extranjero y el resto capital local. Invirtieron US \$ 23 billones creyendo obtener grandes ganancias. La empresa americana AES es la que tiene los mayores problemas. Desembolsó US \$ 3.9 billones para compra de activos y financió US \$ 2 billones con BNDES, de los que debe todavía US \$ 1.2 billones. Solo logró ganar US \$ 311 millones en 2000 y 2001. Después ni un centavo más. Puede perder activos por falta de pago y de no hacer un acuerdo con el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES). EDF no descarta la venta de LIGTH y ya desistió de la construcción de dos hidroeléctricas para las que tiene la concesión. Electricidad de Portugal, EDP paralizó la construcción de una central de 425 MW en asocio con el grupo REDE.

Chile parece sostener el modelo vigente; sin embargo, las inversiones en la ampliación de la oferta energética son limitadas. Los problemas que sufrió el año 1999 por limitaciones en la generación de electricidad no parecen haberse alejado del todo.

En suma, un modelo que se sustentaba en la captación de inversiones del sector privado y que ahora soporta los embates de la desconfianza en los inversionistas, no resulta sostenible sino se encuentran las soluciones para las condiciones actuales, donde las inversiones en los mercados emergentes han perdido vigencia.

Particularmente, resulta claro que la situación más difícil enfrenta la expansión de la oferta, al menos mientras se definan con claridad las soluciones alternativas que permitan obtener el financiamiento requerido para las grandes inversiones previstas. Se hace evidente la necesidad de emprender la búsqueda de nuevas soluciones para financiar la expansión que la oferta requiere para afrontar una demanda creciente.

Es decir, que el estudio propuesto en el proyecto no puede limitarse a los temas de competencia y reconstitución de monopolios, pues la falta de financiamiento puede ocasionar graves problemas al sector que no solo deteriorarían la competencia sino que pueden llegar a afectar su funcionamiento.

Habría que tomar en cuenta la solidez del marco normativo para que refleje estabilidad y extraer de la experiencia de su aplicación las condiciones que necesitan ser mejoradas. Igualmente se deberá analizar la adecuación del marco normativo al tamaño y características de los diversos mercados que se presentan en la región, tomando en cuenta las posibilidades de integración en mercados de mayor tamaño que den lugar a la participación de un mayor número de actores o la imposibilidad ampliarlo como es el caso de los países caribeños.

1. Panorama Regional de América Latina y el Caribe¹

1.1 Sector de Hidrocarburos

Las reservas de petróleo de la región registraron un leve incremento con relación al año anterior de 0.29%, mientras que las de gas natural se mantuvieron casi constantes registrando un leve descenso de 0.02%.

El crecimiento energético en la Región estuvo liderizado particularmente por la producción de gas natural, con un 3,21% de crecimiento y de carbón con un importante ascenso en 12.67%, mientras que la de petróleo se redujeron en 1.85%.

Venezuela, miembro de la OPEP, se ha mantenido entre los 10 primeros productores de petróleo del mundo, a pesar de problemas ocurridos en el 2003. El país es por tanto, clave para los mercados energéticos mundiales, con sus reservas probadas de petróleo estimadas en más de 77 mil millones de barriles. Las reservas de gas natural de Venezuela son las mayores de la región, estimadas en unos 147 Trillones de pies cúbicos (TPC). México también tiene grandes reservas de crudo con reservas de más 14 mil millones de barriles, mientras que sus reservas probadas de gas natural se estiman en aproximadamente 15 TPC. Argentina, con unos 3,2 mil millones de barriles de reservas probadas de petróleo, es también un importante participante en el mercado de hidrocarburos en Latinoamérica. Sus exportaciones se hacen principalmente a Chile, Brasil, Uruguay y Paraguay, con pequeñas cantidades que también van a la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Las reservas probadas de gas natural del país son de aproximadamente 27 TPC.

En base a un estudio llevado a cabo por la empresa consultora norteamericana *DeGolyer & MacNaughton* en Abril del 2003, que hizo una auditoría y determinó que las reservas de gas natural de Bolivia eran de 54,9 TPC, y el país fue descrito como teniendo las segundas más grandes reservas de gas natural en Sudamérica, después de Venezuela, colocándolo en posición de equilibrar el eje de gas natural en el Cono Sur. Colombia es también visto como un importante productor de hidrocarburos, pero los problemas políticos y las reservas no aprovechadas le han llevado a una baja en las exportaciones durante los últimos años. Sin embargo, Colombia quiere aumentar sus exportaciones de hidrocarburos a fin de preservar su condición de exportador neto de petróleo en el largo plazo. Su vecino país, Ecuador también es uno de los mayores exportadores de hidrocarburos de Latinoamérica. El país recientemente completó su segundo oleoducto, el cual ha duplicado la capacidad de transporte de crudos en el Ecuador. El Perú esta dando muestras de ser un potencial mercado para los Estados Unidos y otras empresas energéticas extranjeras con su proyecto en el campo de gas natural de Camisea que está llegando a sus etapas finales.

Otro importante participante en el campo energético entre los países miembros de OLADE es la República de Trinidad y Tobago con sus dos pequeñas islas gemelas en la subregión del Caribe, que ha ido ganando el reconocimiento mundial por sus iniciativas corriente abajo como el mayor productor y exportador de fertilizantes del mundo, tales como urea, metano y amoniaco. Cuando se complete el cuarto tren de GNL, el país también será el 6^{to} productor de GNL, a nivel mundial. Las reservas probadas de gas natural del país están en el orden de los 21 TPC. Trinidad y Tobago es un país que tiene una población de aproximadamente 1,3 millones de personas y reservas energéticas que

no son excepcionalmente altas sino más bien modestas según las normas mundiales, sin embargo, es el testimonio de que lo pequeño no es un impedimento para dar importantes pasos.

1.2 Sector Eléctrico

La capacidad instalada de generación eléctrica en la región asciende aproximadamente a 253,420 MW, habiendo aumentado 5 % respecto del 2002. De esto 233,153 MW son instalaciones para servicio público y el resto de auto generadores. Brasil, México y Argentina son los países con mayores potencias instaladas para producir electricidad. El 52 % de la potencia instalada es hidroeléctrica, el 45 % termoeléctrica, el 2 % nucleoelectrica y el 1 % utiliza fuentes como geotermia, eólica, solar y biomasa. (Anexos 6.3, 6.4 y 6.5)

Todavía quedan por desarrollar muchos recursos energéticos de la región, especialmente los hidroeléctricos, siendo los países con mayor potencial de ese tipo: Brasil, Colombia, Perú, México y Venezuela.

Es importante destacar que a más de las centrales de generación propias en cada nación, cada vez son más los países que están interconectados con otros, lo cual permite aprovechar de mejor manera las reservas y las complementariedades de la oferta, así como las no simultaneidades de la demanda.

La producción de electricidad en los 26 países ha sido de 1,020,737 GWh, cifra que muestra un crecimiento medio de 4.3 %, lo cual confirma que el mercado eléctrico regional crece a ritmo sostenido y presenta excelentes oportunidades para la inversión. Aproximadamente el 56 % de la electricidad producida en los 26 países de OLADE, proviene de la hidroenergía; el 40 % de combustibles, el 3 % de centrales nucleares y el 1 % de fuentes geotérmicas, eólicas y fotovoltaicas. La energía eléctrica de auto generadores representó el 10 % de la producción total. (Anexos 6.1, 6.2 y 10.21)

En los últimos años las transacciones internacionales de la región (incluyendo las realizadas entre México y Estados Unidos) han sido del orden de 49,000 GWh / año. El mayor exportador de energía eléctrica en el 2003 fue Paraguay, con 45,173 GWh y el país que más importó fue Brasil, con 37,141 GWh. Se espera que con las nuevas interconexiones en ejecución y estudio, se incrementen las transacciones de electricidad entre los países de Centro América y de Sur América. (Anexos 11.1 y 11.2)

Existieron muchos esfuerzos de integración realizados por varios países, entre los que vale destacar a los centroamericanos, para ejecutar el proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central) y crear el Mercado Eléctrico Regional, habiendo formado desde hace varios años entidades regionales como el CEAC (Consejo de Electrificación de América Central), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el Ente Operador Regional (EOR), la Empresa Propietaria de la Red (EPR). También en el 2003 fue importante la armonización regulatoria entre Colombia y Ecuador, que permitió la interconexión y operación sincrónica de sus sistemas eléctricos nacionales.

El consumo eléctrico en Latinoamérica y El Caribe, fue de 820,706 GWh, registrando un incremento de 3.6 % con relación al 2002. Esto ratifica las oportunidades para nuevos emprendimientos en el sector eléctrico regional. (Anexo 11.3)

El consumo per cápita de electricidad en el 2003 fue de 1,529 kWh, mayor que los 1,498 kWh/Hab. del 2002. El consumo residencial por habitante, subió a 403 kWh, lo que ratifica una tendencia positiva. (Anexos 6.6 y 10.9).

La participación de la electricidad en la demanda total de energía de los sectores industrial, residencial y comercial, ha sido de 22.2 %, 22.9 % y 66.3 %, respectivamente, según se puede ver en los anexos 7.5, 7.6 y 7.7. Se ha dado un pequeño incremento porcentual en el sector de comercio y servicios.

Uno de los problemas críticos en muchos países de la región, es el alto nivel de pérdidas de energía eléctrica, pues en conjunto se tiene un 19 %, aproximadamente, que es alto comparado con el valor adecuado del orden de 10 %, que corresponde a pérdidas técnicas inevitables, en líneas, transformadores y otros elementos. Hay países que están por debajo de ese valor referencial y otros que llegan a más de 30 %.

Los precios medios de la electricidad difícilmente comparables entre los países de la región, por la diversidad de esquemas tarifarios, por las tasas de cambio variables y por la creciente participación de autogeneradores, cogeneradores y usuarios no regulados, cuyos precios no siempre son asequibles. Para tener una base de referencia, se han convertido a dólares de Estados Unidos de América los precios medios mensuales reportados en monedas nacionales.

Con esas consideraciones y asumiendo que los precios medios de mayo 2003 son representativos del año, se han aplicado a los consumos anuales de cada país, para poder calcular precios ponderados de la región. Resulta que los precios medios de la electricidad en Latinoamérica y El Caribe, incluyendo impuestos, en centavos de dólar por cada kWh resultan de aproximadamente: 8.1 para usuarios comerciales, 4.8 para industriales y 7.7 para residenciales. Las diferencias entre países son grandes, como se puede ver en los análisis por país. (Anexos 9.1.1, 9.2.1 y 9.4.1)

Los países con menores precios medios de electricidad, por debajo de 5 centavos de dólar por kWh, han sido Trinidad y Tobago, Argentina, Honduras y Venezuela; en cambio, aquellos con precios medios superiores a 14 centavos de dólar por kWh, han sido Grenada, Barbados, Nicaragua y Suriname. Mucho de esto, como se indicó anteriormente, resulta distorsionado por las variaciones en las tasas de cambio.

Uno de los aspectos más difíciles de evaluar, por falta de información en muchos países, es la cobertura eléctrica, esto es el porcentaje de viviendas que cuentan con suministro de electricidad. Hay países como Barbados y Costa Rica, que han reportado coberturas del orden de 98 % y otros como Haití, Nicaragua, Honduras y Bolivia, que informan cifras de 34, 55, 62 y 65 %, respectivamente. Más difícil aún, resulta desglosar este indicador para estimar la cobertura eléctrica en los sectores rurales.

Basándose en las últimas cifras de cobertura disponibles y en la población total de cada país, se ha estimado un número de habitantes por vivienda, con lo cual se concluye que, aproximadamente el 91 % de las viviendas de la región, cuenta con electricidad. Es

muy importante que a futuro los países procuren desglosar de mejor manera la cobertura para zonas urbanas y rurales; y, que se consideren las viviendas que se abastecen de electricidad en forma precaria o ilegalmente, pues en esos casos se podría decir que aún requieren inversiones para servirles adecuadamente. (Anexo 10.13)

1.3 Energías Renovables y Ambiente

La Región incrementó la utilización de energía renovable en su matriz energética, especialmente en lo referente al aprovechamiento de la energía eólica, sobre la cual varios países se encuentran estudiando el potencial en sitios específicos. A finales de 2003 la Región tenía una capacidad instalada de 128 MW, con presencia importante en Costa Rica, Brasil y Argentina. En geotermia, se reportó una capacidad instalada total de 1,390.8 MW.

Un aspecto que ha incidido en un mayor aprovechamiento de las fuentes de energías renovable es la competitividad del costo de algunas de ellas como la energía eólica, dados los incentivos que han adoptado algunos países y la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto, a través del cual se han empezado a desarrollar proyectos sobre hidroelectricidad, centrales eólicas y tratamiento de residuos sólidos urbanos.

En lo referente a actividades que buscan reforzar las estrategias para la promoción y uso de las energías renovables, en el mes de octubre de 2003 se realizó en Brasilia, Brasil, un seminario regional de seguimiento a los compromisos establecidos en la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sustentable realizada en Johannesburgo en 2002 y para preparar la posición de América Latina y el Caribe en la conferencia internacional sobre Energías Renovables a realizarse en Bonn, Alemania en junio de 2004. En esta reunión, los 21 países participantes acordaron una serie de lineamientos en un documento que se llamó la “Plataforma de Brasilia sobre Energías Renovables”, en la cual se destaca uno de los compromisos: “Impulsar el cumplimiento de la meta de la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible (ILACDS) de lograr en el año 2010 que la Región utilice al menos un 10% de energía renovable en el consumo total energético, sobre la base de esfuerzos voluntarios..”. Esta iniciativa puede ser fundamental para incorporar un mayor porcentaje de participación de estas energías en la matriz energética de la Región.

Con relación a la energía rural se debe mencionar la iniciativa del Banco Mundial, en asociación con otros organismos, denominada “Alianza Global en Energía Comunal” (Global Village Energy Partnership - GVEP), que es un programa de cobertura mundial dirigido al aprovechamiento de la energía para la superación de la pobreza, para lo cual en el año 2003 se inició la formulación de los programas nacionales que contemplan el aprovechamiento de las energías renovables. Dentro de esta iniciativa en junio de 2003, en Santa Cruz de la Sierra - Bolivia, se desarrollo una Conferencia Regional para América Latina y el Caribe.

En el aspecto ambiental, se debe mencionar que durante el año 2003, la Región consolidó su participación en el MDL, a través de la conformación de Entidades Nacionales de MDL, que en su mayor parte están ligadas a las oficinas de cambio climático en los Ministerios del Ambiente o están sujetas a comisiones interministeriales.

2. Los Procesos de Reforma en América Latina y el Caribe

La reforma de la estructura del sector energético en América Latina y el Caribe ha tenido características propias y particulares, especialmente con respecto a la rapidez con que se desarrolló.

Si se compara con lo que aún hoy día está ocurriendo en los países industrializados se observan diferencias sustanciales.

En los Estados Unidos, no existe una ley federal que propenda a una normativa común para la apertura de los mercados energéticos, cada Estado emprendió el proceso con características propias y con plazos diferentes. A febrero 2003², 18 Estados se encuentran operando después de la implantación de las reformas, 5 Estados están con el proceso de reformas detenido y 1 Estado ha suspendido el proceso.

En la Unión Europea, con un mayor grado de interconexiones eléctricas existentes y con un marco legal armónico, se estableció una normativa para una integración gradual de los mercados eléctricos que abre los mercados eléctricos para los clientes no-residenciales hasta julio de 2004 y para todos los clientes hasta julio 2007.

En Latinoamérica y el Caribe, los cambios estructurales se dieron con un apresuramiento que llevó, en algunos casos, hasta a realizar privatizaciones sin haber establecido un marco normativo previo y acorde a la transformación sustancial que se estaba acometiendo.

En este capítulo del informe se pretende dar una visión del proceso de reformas a fin de que sirva de base para entender mejor lo ocurrido, el estado de la situación de los mercados energéticos en la región y mantener claras las lecciones que en el pasado llevaron al sector a emprender reformas sustanciales.

2.1 Situación actual de las reformas en el sector energético en LAC

Cada uno de los países de la región ha optado por esquemas con sus propios matices y como han sido aplicadas en contextos distintos, las experiencias deben ser diferenciadas. Al final se tratará de resumir agrupando los países con estructuras de características similares, pero se inicia con un breve recuento de la situación actual de la organización sectorial³ con base en varios documentos analizados y en 4 casos, a través de las visitas específicas y conversaciones con las autoridades del sector.

Al efecto, se ha tratado de resaltar los aspectos más importantes de la estructura institucional vigente, con énfasis en las instituciones relacionadas con los subsectores eléctrico y gas, describiendo las condiciones de operación en cada caso.

En la descripción de la estructura institucional y de las condiciones de operación de los sectores se ha tratado de dar énfasis a los países con las condiciones de mercado más abiertas, considerando que en ellos los mercados energéticos tienen la madurez suficiente para que sirvan de base en el análisis que pretende este estudio.

Se organiza la presentación de los países en cuatro grupos geográficamente definidos y en diferente estado del proceso de integración que se viene produciendo en la región: México y América Central; Brasil y el Cono Sur; Área Andina y el Caribe.

2.2 México y América Central

Los seis Países Miembros de OLADE de América Central, tienen a la fecha una experiencia fructífera en el camino de la integración energética. La interconexión eléctrica de América Central tiene una experiencia que se inicia en 1976 cuando comienza a operar la línea Honduras-Nicaragua. Dicha interconexión se extendió hasta Panamá en 1986 y actualmente opera a 230 kV con un enlace intermedio a 138 kV en Costa Rica.

Esta experiencia lleva a los seis países a impulsar el Proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central), que pretende reforzar la interconexión existente como una primera etapa y la construcción de un segundo circuito a 230 kV, como segunda etapa.

Lo más interesante de este proyecto es que se sustenta en una decisión regional e integradora con base en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en diciembre de 1996 y ratificado por los congresos de los países en 1998, con el objetivo siguiente: Formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.

El tratado permite la creación de dos organismos de derecho público internacional: la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), para ser el regulador del mercado; y, el Ente Operador Regional (EOR), para estar a cargo del despacho de energía eléctrica. Posteriormente, a comienzos de 1999, se constituyó como sociedad anónima la Empresa Propietaria de la Red (EPR), cuyos socios son las empresas eléctricas estatales en el ámbito de la transmisión.

Esta experiencia tiene además otro matiz que la convierte en modelo para otras subregiones, los países del Istmo han adoptado diferentes modelos para la estructura del sector eléctrico, mientras Costa Rica y Honduras mantienen una empresa integrada los cuatro restantes funcionan con un mercado abierto con variaciones en los esquemas de apertura; a pesar de las diferencias la integración sigue adelante.

Adicionalmente, la integración de la subregión con México comienza con las interconexiones existentes con Guatemala y el acuerdo para incrementar la capacidad de transferencia con base en la construcción de una línea de transmisión de alta tensión.

Una breve descripción de la organización institucional de cada país de este grupo permite comprender las diferencias y similitudes en que operan los mercados energéticos a la fecha que se presenta este informe. Los datos sobre la participación y denominación de las empresas privadas, en las empresas de generación y distribución, fueron tomados de la página Web del Energy Information Administration⁴ (EIA) del Department of Energy de los Estados Unidos.

MEXICO

Es el país con las mayores exportaciones de petróleo fuera del grupo que pertenece a la OPEP. La mayor parte de sus exportaciones van a los Estados Unidos por la cercanía con ese país.

La **Secretaría de Energía** es la secretaría de Estado con la función de definir y dirigir la política energética nacional. Además, coordina el sector donde las empresas públicas son determinantes por ser las empresas más grandes del país, Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios (Pemex), Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC). Además, se debe recalcar que Pemex ha sido considerada como una de las 10 mayores empresas del mundo por sus activos e ingresos.

La **Comisión Reguladora de Energía (CRE)** es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa, cuyas decisiones son tomadas en forma colegiada por los cinco comisionados que la integran, encargado de la regulación de gas natural y energía eléctrica. Sus responsabilidades se enmarcan en, otorgar permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar términos y condiciones para la prestación de los servicios, expedir disposiciones administrativas de carácter general (directivas), dirimir controversias, requerir información y aplicar sanciones. Las tarifas las aprueba el Ministerio de Hacienda.

Sector Eléctrico

Las reformas se inician con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992, que incorpora un tratamiento particular para productores independientes, cogeneración, autoabastecimiento, pequeños productores e importaciones y exportaciones. Además, se establece la Comisión Reguladora de Energía. A partir de la reforma la organización institucional es la que se explica a continuación.

Las empresas estatales “**Comisión Federal de Electricidad**” y “**Luz y Fuerza del Centro**” integran verticalmente las actividades del sector.

Sector Gas

Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la responsable del sector de hidrocarburos, donde se incluye el gas natural. La exploración y los servicios de alta especialización tecnológica, los desarrolla la Compañía Mexicana de Exploraciones S. A.

La comercialización de hidrocarburos, realizada en el plano internacional por PMI Comercio Internacional, SA de CV, es un factor determinante para la generación de divisas y de importantes contribuciones fiscales para el gobierno federal.

COSTA RICA

El **Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE)**, a través de la Dirección Sectorial de Energía, es el encargado de establecer la política energética del país. El MINAE es la institución estratégica en el desarrollo sostenible. En materia ambiental debe impulsar y apoyar la investigación, la conservación y el uso racional de los recursos naturales, los hidrocarburos, la minería y los desarrollos energéticos.

Sector Eléctrico

Las reformas al sector eléctrico se introducen en 1990 cuando se aprueba la ley que autoriza la participación de empresas privadas en la generación. El año 1996 se aprueba la ley que transforma el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Con esos cambios, las instituciones del sector tienen las funciones que se presentan a continuación.

La **Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)** es el ente regulador autónomo de todos los servicios públicos. Tiene bajo su responsabilidad la formulación de la normativa, la definición de las tarifas y la fiscalización del cumplimiento de las normas.

El **Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)** es un grupo corporativo de empresas estatales, integrado por el propio ICE (Sectores Electricidad y Telecomunicaciones) y sus empresas: Radiográfica Costarricense S.A. (RACSA) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL). Tiene bajo su responsabilidad las centrales de generación de propiedad del Estado, la transmisión de energía y la distribución en aproximadamente la mitad de la demanda de energía eléctrica del país, a través de la CNFL.

En la **distribución de energía eléctrica**, a más de la CNFL, operan 2 empresas municipales y 4 cooperativas de electrificación rural.

Sector Gas

La Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) es una empresa de propiedad del Estado encargada de las adquisiciones de crudo, la refinería y las ventas por mayor. La distribución realizan empresas privadas, tanto de combustibles líquidos como de gas licuado de petróleo.

EL SALVADOR

Sector eléctrico

La Ley General de Electricidad expedida el año 1996 reforma la estructura del sector para que opere un mercado libre y a diferencia de los demás países de la región, se establece desde el principio la posibilidad de negociación al por menor, es decir todos los clientes, hasta los más pequeños tienen la posibilidad de negociar directamente su abastecimiento de energía eléctrica directamente con los generadores. Las instituciones y actores del sector son como se detalla a continuación con las funciones descritas.

La **Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)** creada en 1996 regula las actividades del sector, aplicando los tratados, leyes y reglamentos, aprueba las tarifas eléctricas, regula los cargos por uso de las redes, regula los cargos de la Unidad de Transacciones (UT), dicta normas y estándares técnicos, otorga concesiones para el uso de recursos hidráulicos y geotérmicos, dirime conflictos entre operadores, publica información estadística del sector.

El **Mercado Mayorista de Electricidad** tiene dos componentes, el mercado de contratos, compuesto por el despacho programado entre oferentes y demandantes y, además, las transacciones libres que no tienen obligación de informar las condiciones financieras. Además, opera el mercado regulador del sistema con base en precios de oportunidad equilibra la oferta y la demanda.

La **Unidad de Transacciones** es una sociedad por acciones, con participación de los operadores para garantizar neutralidad. Responsable de la operación del sistema de transmisión, opera el Mercado Mayorista de Electricidad y coordina mantenimientos de unidades generadoras y equipos de transmisión.

Son cinco las **Empresas de Generación** que operan en El Salvador en libre competencia y con precios no regulados, pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados, con distribuidores y cualquier usuario. La antigua empresa estatal verticalmente integrada, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), conservó la generación hidroeléctrica, mientras que separó las dos centrales geotérmicas en una empresa estatal denominada LAGEO, que a partir del 2002 es de economía mixta por una pequeña participación de acciones de ENEL de Italia.

La **Empresa de Transmisión de El Salvador** (ETESAL), escindida de la CEL, se mantiene bajo la propiedad del Estado y es la responsable del transporte de energía eléctrica, tanto en el interior del país como de los enlaces internacionales.

Las cinco **Empresas de Distribución** son de propiedad privada, AES Energy Corporation controla cuatro de ellas: Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana; Compañía de Alumbrado Eléctrica de San Salvador; Empresa Eléctrica del Oriente; y, Distribuidora Eléctrica de Usulután Sociedad de Economía Mixta. Emel de Chile, subsidiaria de Pennsylvania Power and Light Global, opera la quinta empresa distribuidora de El Salvador, Distribuidora de Electricidad. La integración vertical está permitida y una de las distribuidoras tiene una componente de generación.

Existe la figura del **Comercializador** independiente, aún cuando debida a que las distribuidoras también pueden también comercializar su participación en las ventas todavía es reducida.

GUATEMALA

El **Ministerio de Energía y Minas** (MEM) a través de la Dirección General de Energía, formula y coordina las políticas, planes de Estado, programas indicativos promoviendo el empleo de energías renovables y el uso eficiente de los recursos energéticos.

Sector Eléctrico

El proceso de reformas que se inició en 1995 con la apertura de la generación eléctrica al sector privado y la definición de la obligatoriedad de separar las funciones. Se completa la transformación a finales de 1997 con la separación de las actividades del sector desde la empresa verticalmente integrada, **Instituto Nacional de Electrificación** (INDE).

La supervisión del sector eléctrico está a cargo de la **Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (CNEE)**, órgano técnico del MEM. La nueva regulación adoptada establece el mercado eléctrico con centrales despachadas por orden creciente de costos de generación más transmisión; el costo de transmisión se establece en función de la localización de las centrales; las tarifas eléctricas son reguladas y tienen una estructura horaria y binomia. Se revisan cada 3 meses para los generadores y cada 6 meses para los distribuidores.

La Generación hidroeléctrica y la transmisión continúan bajo la responsabilidad del INDE. La totalidad de las centrales térmicas están operadas por empresas privadas.

La Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. (EEGSA), principal **Empresa de Distribución** del país, pertenece en un 80% a un consorcio conformado por la empresa española Iberdrola, TECO Power Services de los Estados Unidos y Eletricidade de Portugal, mientras que parte de la distribución fuera del área metropolitana la compró otra empresa española, Unión FENOSA.

La reglamentación prevé la participación de **Empresas de Comercialización** y con esa base la EEGSA constituyó su propia comercializadora (COMEGSA), cuya función es la de atender en prioridad a los clientes mayores.

Los **Grandes Usuarios**, definidos como aquellos que superan una demanda de 100 kW, están facultados a negociar directamente con los generadores o comercializadores la energía que demandan.

HONDURAS

Las reformas se incorporan en el 1994, definiendo un modelo de comprador único pues se mantiene la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) que integra todas las actividades del sector y abriendo la posibilidad de integrar productores independientes, que al 2003 aportaron con el 50% de la producción de electricidad.

La **Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente** a través de la Dirección General de Energía rige el sector.

La **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)** opera como entidad autónoma desde 1957 encargada de la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en todo el país. También incorpora el despacho de las centrales de generación, la operación del sistema de transmisión y realiza la planificación del sector.

La regulación del sector está a cargo de la **Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)**, pero las tarifas las fija la **Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos (CNSSP)**. Todas las actividades se consideran como servicio público. Se permite la participación privada en todas las actividades excepto en la transmisión, en la que se exige el libre acceso, pagando los peajes correspondientes.

En el sistema de Honduras operan algunas empresas de generación privada entre las que destacan, ENERSA, con 85 MW en funcionamiento y 115 MW comprometidos para el 2005; y LUFUSSA, que opera 80 MW en diesel; 39.5 MW en turbina a gas y 210 MW comprometidos. Existen, además, varias pequeñas centrales de propiedad privada.

NICARAGUA

La Ley de la Industria Eléctrica rige el subsector eléctrico. El ente responsable de la regulación, incluyendo la fijación de tarifas, es el **Instituto Nicaragüense de Energía** (INE). La política y planificación son de responsabilidad de la **Comisión Nacional de Energía** (CNE) y el INE aplica las políticas energéticas así definidas.

La estructura del sector se divide por empresas diferentes dedicadas a la producción, transmisión y distribución de electricidad, con la prohibición de que los generadores se dediquen a transmisión y/o distribución, y que distribuidores generen y/o transmitan energía. Se consideran como servicio público la transmisión y distribución eléctrica. Se permite la participación privada en todas las actividades excepto en la transmisión, en la que se exige el libre acceso, pagando los peajes correspondientes.

La española Unión Fenosa adquirió la mayoría de acciones de las dos empresas de distribución del país, Disnorte y Dissur. Solo una pequeña parte de la distribución, en la costa del Caribe y áreas aisladas, permanecen bajo el control de la estatal Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL).

Dos de las centrales de generación de ENEL fueron privatizadas, la geotérmica Momotombo comprada por ORMAT en junio 1999 y la Generadora Eléctrica Occidental adquirida por Coastal Power, subsidiaria de El Paso Energy Corporation, en febrero 2002. El gobierno creó la **Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica** (ENTRESA) responsable del sistema nacional de transmisión y de los enlaces internacionales.

El **Centro Nacional de Despacho de Carga** es responsable de la administración del Mercado Eléctrico de Nicaragua y de la operación del sistema eléctrico.

Los **grandes consumidores** son los que están servidos a un voltaje igual o mayor a 13.8 kV y con una carga concentrada de por lo menos 2.0 MW.

PANAMÁ

Las reformas del sector se inician en el año 1996 con la creación del ente regulador y se concretan con la expedición de la ley y sus reglamentos en 1997. Las instituciones y los actores del sector son las que se describen a continuación.

La supervisión del sector eléctrico está a cargo del **Ente Regulador de los Servicios Públicos**, dotado de una Dirección Nacional de Electricidad. Esta institución está adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas, al igual que la Comisión Nacional de Política Energética, creada con el objeto de establecer las estrategias globales del sector.

La estructura del sector se divide por empresas diferentes dedicadas a la producción, transmisión y distribución de electricidad, con restricciones para que generadores se dediquen a la distribución, o viceversa. Sólo se considera como servicio público la distribución eléctrica.

Se permite la participación privada en todas las actividades excepto en la transmisión, en la que se exige el libre acceso, pagando los peajes correspondientes. El Estado mantiene el control de la empresa panameña de transmisión, **Empresa de Transmisión Eléctrica** (ETESA), responsable de la planificación del sector y que integra el despacho de carga, el manejo del mercado de ocasión y la operación del sistema eléctrico como parte del Centro Nacional de Despacho (CND). Los grandes consumidores son los que tienen demandas superiores a los 500 kW.

Cuatro centrales de generación fueron privatizadas parcialmente: Fortuna, con 25% por El Paso Energy y 16.3% por HydroQuebec; Chiriquí, 49% por AES; Bayano, 49% AES; y, Bahía Las Minas, 51% por Enron ahora manejada por PrismaEnergy.

En las empresas de distribución, Unión FENOSA adquirió acciones en la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste (Edemet) y en la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí (Edechi). La tercera distribuidora fue adquirida por la empresa norteamericana Constellation Energy.

2.3 Brasil y el Cono Sur

Las reformas de la estructura del sector energético se inician en Chile, que sirve de ejemplo para varias de las reformas que se desarrollan posteriormente. Al integrarse con Brasil en el MERCOSUR la subregión comprende varios de los países de mayor demanda de energía de la región. El impulso inicial para la integración, en la subregión proviene de los proyectos binacionales que con inversiones compartidas, propiciaron la construcción de los primeros enlaces. Posteriormente, la necesidad de intercambios de energía eléctrica que permitan aprovechar las complementariedades entre sistemas predominantemente térmicos con los de supremacía hidroeléctrica impulsan a superar obstáculos más fuertes como es la diferencia de frecuencia de operación con Brasil, pues este país tiene 60 Hz mientras en el Cono Sur se emplea 50 Hz.

A continuación se presenta un resumen de la organización institucional de cada uno de los países de este grupo, incluyendo comentarios de las experiencias y condiciones de operación actuales, debido al mayor tiempo de funcionamiento después de la incorporación de las reformas que varios de los países tienen.

ARGENTINA

Argentina es uno de los países más importantes de Latinoamérica en producción y consumo de energía. Exporta energía tanto a Brasil como a Chile, principalmente.

La Secretaria de Energía define la política sectorial, establece la normativa del despacho económico y reglamenta el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), es parte del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Sector eléctrico

La ley N° 24.065 de diciembre de 1991 define el marco normativo del sector eléctrico con el concurso de las siguientes instituciones que comprenden las funciones descritas.

El Ente Regulador de la Electricidad, ENRE, fiscalizador del cumplimiento de la ley y controlador del cumplimiento de los contratos de concesión, establece las bases para el cálculo de las tarifas reguladas y controla su aplicación.

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, CAMMESA, controla el despacho técnico y económico del Sistema Argentino de Interconexión. El despacho económico resulta de la ordenación según costos variables crecientes declarados para las unidades ofertadas, hasta cubrir la demanda. Cada hora se determina el precio del mercado, con base en el costo marginal del despacho óptimo. También, se considera un pago de potencia como señal económica para los generadores para suministrar los requerimientos en situaciones de sequía.

Existe separación vertical de las actividades en generación, transporte y distribución:

Los generadores sujetos a libre competencia y con precios no regulados (en el mercado spot venden al costo marginal), pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados, con distribuidores y grandes usuarios mayores o menores GUMA o GUME, respectivamente.

Los transportistas son operadores del sistema de transmisión y tienen regulados los precios y la calidad, pero no tienen obligaciones de ampliar el sistema. Se ha constituido un fondo que permite financiar las obras de refuerzo y ampliación de la transmisión. Los usuarios del sistema, generadores y consumidores, deben abonar por cada línea que usan un cargo fijo por capacidad de transporte, que se define usando una barra de mercado y en proporción a su flujo, con el denominado método del área de influencia.

Los distribuidores son los responsables de operar la red en un área de concesión, constituyendo un monopolio natural y se relacionan directamente con los clientes regulados. Las empresas de distribución de energía compiten por los contratos de concesión y deben garantizar libre acceso a las redes. El ENRE establece el Valor Agregado de Distribución por períodos de cinco años, con base en modelos de empresas de distribución eficientes y con características regionales y de servicio similares. Los grandes consumidores pueden participar directamente en el mercado mayorista, pagando una tarifa de transporte a las empresas distribuidoras. Las concesiones son por 95 años, pero existen intervalos administrativos de 10 años, en los que el concesionario puede optar por abandonar el contrato. Las autoridades provinciales controlan los contratos de concesión y los términos.

Los clientes son los usuarios finales y los grandes usuarios. Los grandes usuarios, contratan en forma libremente, para consumo el abastecimiento de energía eléctrica. Pactan libremente el precio de su abastecimiento. Actualmente hay dos categorías: GUMA Y GUME.

Existe un **Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**, donde se realizan las transacciones de la energía, potencia y los servicios complementarios, que está formado por:

Un mercado a término: con precios pactados libremente entre vendedores y compradores.

Mercado Ocasional (Spot): con precios sancionados en forma horaria.

Fondo de Estabilización. Los distribuidores del MEM pagan durante cada trimestre un precio estacional, calculado en la programación correspondiente y aprobado por la Secretaria de Energía, basado en las estimaciones probabilísticas de los precios del mercado spot.

El Grado de competencia que había alcanzado el sector eléctrico, antes de la crisis macroeconómica, era altamente satisfactorio y las empresas de generación estaban invirtiendo en nuevas centrales; sin embargo, la concentración de la propiedad en la actividad de distribución reduce la competencia por comparación planteada en el marco legal⁵

Manejo de los problemas macroeconómicos

Para un sector que había logrado un mercado en funcionamiento con resultados muy favorables, con inversiones que llevaron la oferta sobre la demanda, índices mejores a los que se presentaban en la época previa a las reformas, la crisis que sufre la macroeconomía del país a inicios del 2002 significó un golpe muy fuerte y representó una dura prueba para la estructura institucional que está demostrando haber logrado una

madurez que le ha permitido afrontar las situaciones adversas como se verá a continuación.

La caída de la economía significó una devaluación desde la convertibilidad (paridad 1 a 1 entre dólar estadounidense y peso argentino) a una tasa de 4 pesos por dólar en el inicio de los problemas y la declaración de “default”, presentó para el mercado eléctrico al menos dos problemas inmediatos, el primero, definir la moneda para las transacciones, pues los generadores exigían que sean el dólar, mientras los distribuidores exigían que se empleen los bonos emitidos por las provincias, puesto que ellos estaban obligados a recibirlos por disposición de la autoridad provincial. Las autoridades del sector decidieron que se mantenga en pesos, lo cual significaba un sacrificio compartido, pues los distribuidores debían negociar con descuentos los bonos que habían recibido, mientras que para los generadores representaba problemas financieros.

El segundo problema de carácter inmediato a resolver se presenta en el financiamiento de las operaciones del sector pues los primeros meses del 2002 tenían impaga un 50% de la energía transada.

Solamente a fines del 2002 e inicios del 2003 se logran normalizar los pagos, en pesos, aún cuando el valor real no estaba cubierto debido a la devaluación.

Afortunadamente, los años 2000 y 2001, los excedentes en la hidrología sobre los promedios normales determinaron que los precios estacionales⁶ estuvieran sobre los del mercado ocasional (spot) y acumularon las diferencias en el denominado Fondo de Estabilización. Este fondo cuya intención era solamente balancear las diferencias estacionales, permitió mantener los pagos a los generadores hasta junio 2003 compensando los faltantes que genera un precio estacional congelado.

A partir de junio 2003, se viene acumulando una deuda a los generadores que aceptaron recibir solamente el pago de los costos de operación, complementado por documentos por la diferencia, que son promesas de pago sin fecha. Por su lado el gobierno aportó con US \$ 1.000 millones (hasta agosto 2004) para cubrir los valores comprometidos en efectivo, es decir los costos.

La oferta tiene suficiente reserva para cubrir la demanda prevista hasta el 2006 con base en la solución de los problemas de abastecimiento de gas natural, con la estrategia que ha planteado la Secretaría de Energía como se verá más adelante.

Se segmentó la demanda residencial y general regulada a fin de establecer períodos más largos para los ajustes en los sectores de menores ingresos, en tres categorías, menos de 10 kW, de 10 a 300 kW y más de 300 kW. Se realizaron los primeros incrementos de la tarifa en 40%, 80% y 120%, respectivamente, en cada segmento

A la fecha, septiembre 2004, se ha trabajado en una propuesta para iniciar aumentos progresivos y aportes del gobierno que permitan ir recuperando el valor adquisitivo de los pagos a las empresas con la condición de que parte de los nuevos ingresos sirva para financiar una nueva central de ciclo combinado en Rosario que servirá para satisfacer la demanda del 2007.

Por otro lado, el default planteado por el gobierno sirvió para dar un respiro a las empresas del sector en el cumplimiento de las obligaciones financieras sobre los bajos ingresos que estaban recibiendo, pues les permitió renegociar sus préstamos.

Se anota que la transmisión funcionó en la forma que estaba planteada la normativa y no se construyeron más obras por que no se requieren. Los transportistas son solo operadores del sistema de transmisión y no tienen obligación de atender las expansiones. Se constituyó un fondo que sirve para financiar esas obras.

En resumen, mientras dura la etapa de ajustes en el sector eléctrico, coexisten dos normativas, una de mercado libre que se encuentra en suspenso y otra, transitoria, mientras dura el regreso a la situación anterior.

Sector de Gas

En diciembre de 1992 se sancionó la ley No. 24.076, donde se establece el marco normativo del gas natural y se establecen las instituciones del sector. La cadena que compone el sector de gas natural en Argentina está segmentada vertical y horizontalmente, sin que ello signifique la desaparición de los monopolios naturales del transporte y la distribución de gas natural.

La Secretaria de Energía. Define la política sectorial y autoriza la exportación de gas. Existe libertad de importaciones de gas natural.

El Ente Regulador del Gas (ENARGAS). Fiscalizador autárquico de la industria del gas, arbitro de controversias entre actores, dicta reglamentos en materia de seguridad, y procedimientos técnicos, previene conductas monopolistas, anticompetitivas o discriminatorias, establece las bases para el cálculo y aprueba las tarifas para los transportadores y distribuidores.

Los productores. Mantienen una concesión de explotación de hidrocarburos y extraen gas natural cuya producción pueden disponer sujeta a la libre competencia y a precios no regulados (en el mercado *spot*), pueden celebrar contratos de suministro libres, con comercializadores, distribuidores y grandes usuarios.

Los comercializadores. Son los actores que compran y venden gas natural por cuenta de terceros.

Los transportadores. (Transportadora Gas del Norte y Transportadora Gas del Sur). Están habilitados para prestar el servicio de transporte y no pueden comprar ni vender gas natural, desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de entrega a los cargadores (distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores). Operan como monopolios naturales en su área de operación y están sujetos a concesiones nacionales. Tienen tarifas y calidad reguladas. El control de sus gastos se realiza a través de sistemas contables aprobados por ENARGAS.

Los distribuidores. (Nueve distribuidoras, una por cada zona). Prestan el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales que no contratan el suministro en forma independiente, pactando directamente con el productor o comercializador. Constituyen

un monopolio natural, con precios regulados por ENARGAS. Sus sistemas contables deben ser aprobados por el Ente para controlar todos sus gastos.

Los consumidores, son los pequeños y grandes usuarios finales. Los grandes usuarios pueden contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de gas natural, pactando libremente las condiciones de transacción, sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación.

Manejo de los problemas macroeconómicos

El año 2004 el país tuvo dificultades para completar el suministro que exigía el incremento de la demanda, tomando en cuenta que el 49% del balance energético de Argentina se cubre con el gas natural, y hubo que restringir la exportación a Chile, rehabilitar un viejo gasoducto desde Bolivia en el norte argentino, completar la generación eléctrica con la operación de costosas centrales eléctricas de fuel oil.

Se trabaja en un gasoducto paralelo al principal que opera desde Bolivia y que servirá para incrementar el abastecimiento hacia el centro del país. Por otro lado, se proyecta otro cuyo trazado iría por el nordeste argentino abasteciendo a una zona con falta de suministro de gas y cerrando un anillo con Brasil, Argentina y Bolivia e integrando los nuevos yacimientos de Santos en el Brasil con los yacimientos de Bolivia.

El precio del gas que se define en función de los precios de la electricidad, también resultó congelado a una tercera parte del precio anterior a la crisis, de US \$ 1.2 a 0.40 el millón de BTU.

Igual que para el sector eléctrico, se ha segmentado el consumo para acelerar el incremento de precios a los sectores con mejor capacidad de pago, solo que en este caso el ajuste en el sector industrial tiene mayor representación que en el caso de la electricidad, pues su participación es del 70%, y el ajuste en los sectores de mayor consumo se espera completarlo el 2005.

Conclusión

La crisis de la economía del país afectó el funcionamiento del sector energético al reducir los precios al 33% de los valores previos; lo cual significó que la institucionalidad del sector y de sus organizaciones fuera sometida a una dura prueba pues ha sufrido presiones políticas por un lado y de los agentes participantes en el mercado por otra.

Los hechos observados son que las empresas privadas, sin duda con una visión de largo plazo, han sabido apoyar los esfuerzos de las autoridades y de los organismos y se mantienen en espera que los ajustes en curso permitan regresar a la situación anterior.

BRASIL

El país de mayor extensión territorial en Latinoamérica tiene un gran crecimiento de sus consumos de petróleo, gas natural y electricidad, sus autoridades apoyadas por Petrobras realizan grandes esfuerzos para lograr autoabastecer su demanda y destacan

sus experiencia en la utilización de alcohol carburante como un ejemplo para la región y el mundo.

El país después de un proceso de reformas para constituir un modelo de libre mercado que se inicia en 1996 sufre un déficit de abastecimiento que obliga repensar el modelo que se encontraba en proceso de implantación.

Los cambios se producen por razones endógenas al sector eléctrico del país, al examinar los propósitos de las reformas y su cumplimiento, pues aún aceptando que no se completó el plan para implantar el modelo anterior, los problemas de falta de inversiones en nuevas centrales de generación exigían soluciones rápidas. Se trata de corregir las deficiencias observadas en el modelo anterior para propiciar el desarrollo del sector.

Los objetivos de las reformas anteriores fueron asegurar el abastecimiento de energía y reducir los precios para el consumidor, retirando al Estado de la administración de las empresas.

El retiro del Estado de la propiedad de las empresas (privatización) se inicia con las distribuidoras. Hoy la mayoría de ellas son privadas, propiedad de empresas con capitales extranjeros y nacionales, y manejan, aproximadamente, el 70% del mercado. Las distribuidoras de propiedad pública, tienen acciones estatales y estatales y permanecen con integración vertical en generación y distribución. Las más pequeñas son municipales.

En el caso de las generadoras no sucede lo mismo, pues el programa de privatizaciones no se cumplió y solo alrededor del 15% del total de generación pertenece al sector privado. Por otro lado, algunas de las empresas de distribución estatales no cumplieron con la separación vertical de la generación y aún conservan como parte de sus activos.

Cabe anotar también que el proceso de reformas arranca en 1996 y entran en vigencia en 1998, desde ahí la organización y maduración de ANEEL tomó tiempo; sin embargo, algunos miembros de su planta técnica aún mantienen contratos temporales o están a préstamo de otras instituciones.

Con las reformas en vigencia, ocurren apagones a escala nacional en marzo de 1999 y en enero de 2002; el último evidenció limitaciones del sistema de transmisión. A finales del 2001 y hasta inicios del 2002 hubo necesidad de racionar la energía en el país hasta un 20% de la demanda.

Se debe anotar como una cuestión positiva, que provocó el racionamiento, un cambio de hábitos del consumo de energía, incorporación de equipos eficientes y sustituciones de consumo de energía eléctrica con otras fuentes, que dio lugar a que la demanda se mantenga en valores bajos después del período de racionamiento y comience a recuperarse recién en el 2004. Se destaca que las actividades de PROCEL habían preparado con anterioridad a la población para ir incorporando eficiencia energética, solo que la crisis aceleró el proceso.

Como consecuencia del racionamiento, también se incentiva un crecimiento de la oferta en centrales térmicas a gas, en las que Petrobras es socia, y se produce una subida de las tarifas.

La transmisión fue un buen negocio con resultados positivos, tanto para las empresas como para el sistema, pues se garantizan los ingresos a los propietarios, pero la expansión se realiza a través de un proceso planificado. La ONS conjuntamente con el Comité Coordinador de la Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico, CCPE, propone a la ANEEL las expansiones y refuerzos necesarios. ANEEL licita las instalaciones correspondientes (líneas, subestaciones y otros)⁷. El sistema de transmisión opera como un condominio donde se comparten los ingresos entre todos los propietarios y ha permitido que las inversiones en transmisión se desarrollen tal como se habían planeado.

Desde 1973 hasta 1998 funcionó el Grupo de Coordinación para la Operación Interconectada (GCOI), integrado por todas las empresas que concurrían al sistema y permitía armonizar criterios técnicos y comerciales entre todas.

En 1998, comienza a funcionar la ONS centralizando la operación, con visión técnica pero sin capacidad de armonizar criterios comerciales, aún cuando de principio las empresas eran reacias a acatar las disposiciones emanadas de la ONS a la presente fecha se ha logrado el funcionamiento previsto.

En resumen, los objetivos propuestos por el modelo anterior no se cumplieron, particularmente en el caso del racionamiento, que se produce pues el abastecimiento garantizado no se logró por la falta de respuesta del mercado para incrementar la oferta; además, las tarifas no bajaron y las empresas continuaron en crisis financiera.

Dado que la transferencia de las empresas estatales a inversionistas privados no culminó como estaba previsto, la separación vertical de generación y distribución tampoco terminó, el modelo anterior no se completó como estaba previsto.

Adicionalmente, en el modelo anterior, se realizaban licitaciones de las concesiones y ganaba la empresa que tenía la mayor oferta de pago por la concesión, pago que después debía ser recuperado vía tarifa; tampoco se requerían contratos de venta de la energía. Es decir, que los proyectos no tenían compromisos de compra de la energía a producir y las distribuidoras no tenían obligación de contratar toda la energía que la demanda de su área de concesión requería.

Nuevo modelo en el sector eléctrico

El nuevo modelo trata de incorporar soluciones a los problemas detectados incorporando dos ambientes de negociación de energía, el uno es de libre negociación entre generadores, comercializadores y grandes clientes. Mientras que al segundo, concurren todas las empresas distribuidoras para negociar en grupo con todas las generadoras hasta contratar el 100% de su demanda y repartiéndolo proporcionalmente la participación de cada generadora en contratos con cada una de las distribuidoras. A fin de que puedan mantener los compromisos contractuales las distribuidoras tendrán garantizado el “pass through”. Las reglas de funcionamiento se hallan, a septiembre 2004, en consulta pública.

El nuevo modelo se adopta después de discusiones conducidas por el Ministerio de Energía y Minas con todos los actores. El esquema para ampliación y operación de la transmisión que funcionó bien no se altera; igualmente, la reglas para el ONS no se cambian en su funcionamiento pero sí en su administración. La asamblea de agentes del mercado elige a los miembros del Consejo de Administración y este tiene ahora ingerencia solo en temas de gestión. El Directorio se encarga de los temas técnicos y se integra con tres miembros electos por el MME, y dos elegidos por los agentes del mercado. Los directores duran 4 años pero pueden ser cesados durante los 4 primeros meses de funciones.

Se insiste en la separación de actividades para el caso de las empresas de distribución que todavía mantienen componentes de generación de su propiedad.

Las autoridades aclaran que los contratos vigentes serán respetados hasta las fechas pactadas para que gradualmente vayan incorporándose en el nuevo modelo.

El mayor cambio se presenta en las subastas para nuevos desarrollos de generación para cubrir la demanda prevista con una anticipación de 3 ó 5 años. Se subastará un monto de nuevo abastecimiento que los interesados podrán ofertarlo en forma parcial o total, con proyectos que cuenten con la factibilidad económica y el permiso ambiental preliminar, y ganarán aquellos que ofrezcan las mejores condiciones con precios más bajos.

Las subastas para generación existente se promoverán con un año de anticipación a la demanda y el MME definirá el precio máximo de adquisición que, a partir del 2009 no podrá superar el precio máximo de adquisición de las subastas para nuevas centrales que coincida con el año de abastecimiento. Las subastas estarán a cargo de ANEEL, pero observando las directrices establecidas por el MME.

Los montos de las subastas serán definidos por la Empresa de Investigación Eléctrica (EPE), quien con base en los pronósticos de las demandas de cada una de las distribuidoras realizará la integración de la demanda a nivel país. Las empresas distribuidoras presentarán formalmente sus propias proyecciones de la demanda en su área de concesión para los 5 años subsiguientes (Decreto 5.163 de julio 2004) y serán co-responsables de la estimación de la magnitud de oferta a licitar.

Adicionalmente, el EPE realizará estudios de factibilidad de nuevos proyectos de generación y los dotará de la licencia ambiental preliminar, para ponerlos a disposición de los interesados que podrán tomarlos para las subastas.

Se promoverán subastas adicionales para completar las necesidades de las distribuidoras hasta por un 1% de la carga total contratada por la empresa, con un plazo de suministro de hasta dos años. Las distribuidoras podrán hacer ajustes de la proyección de largo plazo hasta de un máximo de 3% con tres años de anticipación, y con un año los ajustes no deberán exceder 1%. Si las distribuidoras tienen una demanda mayor a la de sus previsiones deberán comprar la energía en el mercado ocasional y no la podrán repasar a sus clientes.

Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), (Decreto No. 5.177 de agosto 2004) creada como parte del nuevo modelo para realizar las subastas de compra

y venta de energía, registrar los contratos de compra – venta del ambiente regulado y registrar los montos de los contratos del ambiente de libre negociación, reemplaza al Mercado Mayorista de Energía que estaba operando antes.

También se crea un Comité de Monitoreo del Sector que deberá verificar el cumplimiento de las previsiones en la demanda y el desarrollo consistente de la oferta.

CHILE

Chile tiene recursos propios limitados y debe soportar su abastecimiento en la importación.

El **Ministerio de Economía y Energía** es la autoridad que sanciona la normativa del sector, fija los precios regulados con base en los estudios de la CNE, otorga las concesiones del servicio público, con informe de la SEC, y resuelve divergencias entre los miembros del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

La **Comisión Nacional de Energía** (CNE) es el Regulador del Sector, prepara planes y políticas del sector energético, elabora proyecciones de demanda y oferta de energía, analiza técnicamente la estructura y el nivel de los precios.

Sector Eléctrico

El marco jurídico actual está vigente desde el año 1982 y define las funciones y actividades de las instituciones como se detalla a continuación. En marzo de 2004 se aprueban reformas de segunda generación que tratan de mejorar algunos aspectos, como se anota en el texto, derivados de la experiencia de operación del mercado.

La **Superintendencia de Electricidad y Combustibles** (SEC). Fiscaliza y supervisa el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, las normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Fiscaliza el cumplimiento de las normas técnicas del sector y verifica la calidad de los servicios que se presten a los usuarios.

El **Centro de Despacho Económico de Carga** (CDEC). Tiene a cargo de la operación conjunta de centrales generadoras y líneas del sistema eléctrico, con el objetivo de lograr el mínimo costo posible del suministro eléctrico, con una seguridad establecida. Lo conforman las empresas generadoras y transmisoras, que tienen una potencia instalada y longitud de líneas de transmisión sobre valores prefijados. El Directorio está compuesto por un representante de cada empresa.

Aún cuando, los **Clientes Libres** fueron aquellos que superaban 2 MW de potencia instalada y representaban el 55% del mercado, las reformas recientes reducen el límite a 500 kW con el ánimo de ampliar el espacio de libre negociación.

El **Mercado Regulado** esta constituido por las empresas distribuidoras y clientes con una potencia instalada inferior al límite para los clientes libres. Los denominados Precio de Nudo son los máximos de transacción en cada barra del sistema, los determina la Comisión Nacional de Energía cada seis meses y no deben presentar una diferencia

superior al 5% de los precios promedio de los últimos cuatro meses del mercado libre (Las reformas de marzo 2004 redujeron el límite del 10% al 5%).

Por otro lado, existe el **Tribunal de la Competencia** que se integra con base en el Decreto Ley 211 de 1973, modificado por la Ley No. 19.911 de noviembre de 2003 que entra en vigencia en febrero 2004 y comienza a operar en julio 2004.

A más de los aspectos ya señalados, las reformas de marzo 2004 atienden algunos temas entre los que se destacan:

Se precisa el procedimiento de determinación de peajes de transmisión para permitir el desarrollo y remuneración del 100% del sistema de transmisión en la medida de que éste sea eficiente.

Se precisan las normas de peajes, particularmente en la subtransmisión, que permiten a oferentes distintos de las distribuidoras el acceso a clientes libres ubicados en las zonas de concesión de estas últimas.

Se introduce el mercado de servicios complementarios, estableciendo la transacción y valoración de recursos técnicos que permiten mejorar la calidad y seguridad de servicios.

Se establece un mecanismo de solución de controversias entre el sector eléctrico, tanto entre las empresas y la autoridad, como entre empresas, a través del establecimiento de un panel de expertos altamente especializado compuesto por siete profesionales de los cuales dos serán abogados y los otros cinco, ingenieros y/o economistas con una alta experticia en el sector.

Se mejoran las condiciones para el desarrollo de proyectos de pequeñas centrales de energía no convencional, principalmente energías renovables, por medio de la apertura de los mercados eléctricos a este tipo de centrales, del establecimiento del derecho a evacuar su energía a través de los sistemas de distribución y de la excepción del pago de peajes por el uso del sistema de transmisión troncal.

En Chile existen 4 sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el 33.9% de la potencia instalada, el Sistema Interconectado Central (SIC) con el 65.2% de la potencia instalada y los Sistemas de Aysén y Magallanes, con el 0.3% y 0.6%, de la potencia instalada.

En el SING en términos de la propiedad de las empresas de generación y con base en la potencia instalada, participan cuatro grupos de inversionistas: ENDESA con 22% y dos empresas, AES con 27% y dos empresas, Edelnor con 21% y una empresa y Electroandina con 30% y una empresa.

En el SIC, los grupos empresariales que actúan y con su participación en la potencia instalada son: ENDESA con 51% y cuatro empresas, Chilectra Generación - AES con 22% y 3 empresas y Colbun con 17%.

Sector Gas

Las reformas del sector planteadas desde 1978 establecieron un marco normativo que regula las funciones y actividades de los siguientes actores.

El **Ministerio de Economía y Energía** es la autoridad que sanciona la normativa del sector elaborada y sugerida por la Comisión Nacional de Energía (CNE), fija los precios regulados con base en los estudios de la CNE, otorga las concesiones del servicio público de transporte o distribución, con informe de la SEC.

La **Comisión Nacional de Energía (CNE)** es un organismo público descentralizado que se relaciona con el Ejecutivo a través del Ministerio de Economía. Su función principal es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético del país, además de velar por el cumplimiento de todas las materias relacionadas con la energía, tanto en su producción y uso como en la promoción del uso eficiente de ésta.

La **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)** es la encargada de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. En la actividad del gas natural, están sujetos a regulación el transporte, la distribución y la comercialización.

Los **Productores** donde destaca la **Empresa Nacional del Petróleo (ENAP)**, que opera en forma individual o asociada con terceros; extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio chileno; controla el 80% de la demanda de combustibles mientras que el 20% se cubre con importaciones independientes.

Existe libertad de **importación** de gas natural, cumpliendo ciertos requisitos de tipo administrativo y legal.

Los **transportadores** prestan el servicio de transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de entrega a distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores, intervienen ENAP y privados. Constituyen monopolios naturales mediante concesiones que no son exclusivas, pudiendo existir varias para un mismo punto de origen y destino del transporte, con tarifas reguladas.

Los **comercializadores** son quienes compran y venden gas natural por cuenta de terceros.

Los **distribuidores** prestan el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales que no contratan su suministro en forma independiente. Constituyen un monopolio natural con base en concesiones que no son exclusivas, pudiendo existir varias para una misma área de distribución o puntos de origen y destino del transporte. Los distribuidores compran el gas natural directamente al productor o comercializador.

Los **consumidores** son los pequeños y grandes usuarios finales. Los grandes usuarios pueden contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de

gas natural, pactando libremente las condiciones de transacción, sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores.

Los problemas recientes de restricciones del abastecimiento desde Argentina crearon una bolsa secundaria con las cuotas; sin embargo en el sector eléctrico los generadores optimizaron la utilización coordinando con la producción del resto de centrales del sistema.

PARAGUAY

Es el mayor exportador de energía hidroeléctrica de la región, pero no tiene reservas de petróleo o gas natural.

La coordinación del sector energético se realiza bajo el marco del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones.

La estructura del subsector eléctrico paraguayo es integrada verticalmente y no prevé la separación entre actividades. La empresa estatal **Administración Nacional de Electricidad** (ANDE) ejerce simultáneamente los papeles de regulador, operador y proveedor de servicios de generación, transmisión y distribución. Se requiere de la aprobación de ANDE para la renovación o introducción de corrección en cualquier concesión de explotación de los servicios de energía eléctrica y para cualquier proyecto de ampliación o modificación de la infraestructura existente.

URUGUAY

El Ministerio de Industria, Energía y Minería a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE) tiene las funciones de planificación energética en el largo plazo, desarrollo de las políticas energéticas y supervisión de las empresas públicas que operan en los subsectores electricidad e hidrocarburos y de la empresa que distribuye gas por la red de distribución en Montevideo.

El subsector eléctrico no funciona con una estructura de mercado, aún cuando la legislación prevé el mercado eléctrico mayorista. La **Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas** (UTE), la empresa estatal uruguaya, es un monopolio en todos los segmentos del negocio eléctrico, funciona verticalmente integrada. No existen aún productores independientes a pesar que la ley dejó el espacio para ellos.

En 1997 se crea la **Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica** (UREE) con el propósito de supervisar el funcionamiento del sector y la **Administración del Mercado Eléctrico** (ADME) intentando poner en marcha el mercado.

Los precios del gas por red son libremente determinados por la empresa que presta el servicio y solo debe cumplir que las tarifas de transporte y distribución sean ofrecidas en forma no discriminatoria y pública.

2.4 Área Andina

Los cinco países del Área Andina que constituyen la Comunidad Andina de Naciones, son ricos en recursos energéticos pues petróleo, gas natural e hidroelectricidad, forman parte del patrimonio de estos países. Con esa base, el autoabastecimiento de energía siempre apareció como una meta alcanzable para cada uno de los países y es por esa razón que el proceso de integración energética comienza hace unos pocos años buscando la eficiencia económica que pueden facilitar las complementariedades que existen entre los países.

De hecho la armonización de normas para intercambios internacionales en el sector eléctrico de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela avanzó de una manera satisfactoria en años recientes, impulsada por los ministerios de energía y ejecutada con base en un esfuerzo conjunto de los entes reguladores de los cuatro países.

La Comisión de la Comunidad Andina el 19 de diciembre de 2002 adopta la Decisión 536 con el marco general para la interconexión subregional del sistema eléctrico e intercambio intracomunitario de electricidad.

La organización institucional del sector energético de cada uno de los países del Área Andina se presenta a continuación.

BOLIVIA

Las grandes reservas de gas natural de Bolivia lo sitúan como el proveedor más importante del cono sur y con posibilidades de exportar gas licuado a Norte América.

Sector Eléctrico

Mediante la Ley de marzo de 1994 llamada “Ley de Capitalización” se procedió a la capitalización de las empresas que están en su poder, se complementa con la “Ley del Sistema de Regulación Sectorial” (SIRESE) que crea el Sistema de Regulación Sectorial. El objetivo del sistema es regular, controlar y supervisar los servicios de electricidad, hidrocarburos, transporte, telecomunicaciones, agua y otros. El SIRESE está conformado por una Superintendencia General y las Superintendencias sectoriales, como la de Electricidad y la de Hidrocarburos.

La normativa del sector está a cargo del **Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas** del Ministerio de Obras Públicas.

La **Superintendencia de Electricidad**, debe cumplir la función de Regulador y Controlador del mercado eléctrico y supervisar el funcionamiento del **Comité Nacional de Despacho de Carga** (CNDC), creado como responsable de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista y la coordinación de la generación, la transmisión y el Despacho de Carga, a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional.

La totalidad de las **Empresas Generadoras** son de propiedad o están controladas por el sector privado y tienen a su cargo la producción de energía eléctrica. Las más importantes son: Corani, Guarachi, Valle Hermoso, Cobee, Río Eléctrico, Hidroeléctrica Boliviana, Synergia y La Compañía Eléctrica Bulu Bulu.

Como parte de las **Empresas Distribuidoras** se puede señalar aquellas de los principales centros de consumo: las empresas Electropaz S.A., Emprelopaz y Seysa en La Paz, CRE LTDA. en Santa Cruz, ELFEC S.A. en Cochabamba, ELFEO S.A. en Oruro, CESSA en Sucre y SEPSA en Potosí. Las empresas privadas con mayor participación en el sector son Iberdrola asociada al grupo General Electric y American International Group; además está presente la empresa PPL Global de los Estados Unidos.

El Mercado Eléctrico Mayorista es donde se realizan las transacciones de energía, potencia y los servicios complementarios, se forma por: Mercado de contratos: con precios pactados libremente entre vendedores y compradores. Mercado Spot: con precios sancionados en forma horaria. Como parte del mercado de contratos se incluyen los contratos obligatorios de las distribuidoras que deben contratar el 80% de su demanda pico.

La **Empresa Transportadora de Electricidad** maneja la transmisión en el Sistema Interconectado Nacional y pertenece al grupo Red Eléctrica de España. Adicionalmente, participa la Empresa Isa-Bolivia subsidiaria del grupo Isa de Colombia.

Los **Consumidores Regulados** son todos aquellos conectados a una empresa de distribución y que no alcanzan el límite de demanda.

Los **Consumidores No Regulados** son aquellos que superan 1 MW de demanda y están en la posibilidad de negociar libremente con generadores. Se cuenta cuatro clientes no regulados y que participan en el mercado mayorista.

Destaca el impulso que ha recibido la electrificación rural y es así que en el período 1998-2001, se ha duplicado la cobertura a las poblaciones apartadas al pasar del 13.7 al 24.5%. El gobierno, a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, impulsa el Plan Bolivia de Electrificación Rural (PLABER) destinado a desarrollar, fomentar y promover la electrificación con énfasis en el desarrollo productivo.

Sector Gas

El organismo rector del sector es el **Ministerio de Minería e Hidrocarburos** que a través del Viceministerio de Hidrocarburos y la Dirección General de Hidrocarburos genera la normativa correspondiente.

La **Superintendencia de Hidrocarburos** está encargada de regular, controlar y supervisar las actividades relacionadas con las concesiones y licencias, transporte de gas natural e hidrocarburos líquidos, refinación e industrialización de petróleo, comercialización interna de productos refinados de petróleo y gas natural, evitando prácticas monopólicas.

La capitalización de **Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos** (YPFB) la transformó para dejar la actividad productiva y convertirse en la contraparte boliviana en los contratos de riesgo compartido en representación del Estado, en exploración, explotación y comercialización.

COLOMBIA

Colombia es productor de petróleo y carbón que le sirven para el abastecimiento interno y para la exportación.

El **Ministerio de Minas y Energía (MME)** es la autoridad del sector, establece la política, regula, planifica y coordina las actividades relacionadas con el servicio de electricidad.

La **Unidad de Planificación Minero Energética (UPME)** es adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con autonomía administrativa y presupuestaria, responsable de la planificación indicativa integrada del sector, la determinación de los requerimientos energéticos de la población y la definición de los planes sectoriales en el largo, mediano y corto plazo.

Sector Eléctrico

La ley de 1994 reestructuró el sector eléctrico colombiano, poniendo límites a la integración vertical, incorporando la actividad de comercialización a las de generación, transmisión y distribución, creando el mercado mayorista de electricidad, incorporando la participación privada y un esquema institucional que se describe a continuación.

La **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)** es una unidad administrativa adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Regula el suministro de los servicios públicos de energía eléctrica y gas. Además, debe promover la libre competencia y evitar el ejercicio del poder dominante en el suministro del servicio público de energía eléctrica y de gas natural. .

La **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)** está adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico y tiene como funciones la inspección, vigilancia y control de todas las empresas que prestan servicios públicos domiciliarios. Supervigila a la CREG.

La **Empresa de Interconexión Eléctrica S. A. (ISA)** mayoritariamente de capital público (72%) es responsable de la mayor parte de la transmisión de energía eléctrica en el país. Además, tiene a su cargo la administración del Mercado Mayorista de Electricidad y la operación del sistema nacional de transmisión.

Actualmente existen 40 **Empresas Generadoras** en las que el sector privado participa con un 44% de las acciones.

Las **Empresas Distribuidoras** son en número de 33 con una participación aproximada del 50% de las acciones de capital privado.

La actividad de **Comercialización** puede ser parte de las generadoras, las distribuidoras y de las empresas dedicadas exclusivamente a esta actividad. Se cuentan aproximadamente 66 comercializadoras.

Los **Usuarios No Regulados** están facultados a negociar directamente su abastecimiento y son aquellos con una demanda superior a 100 kW ó 55 MWh/mes. Representan alrededor del 40% de la demanda nacional.

Una evaluación internacional del funcionamiento del mercado eléctrico establece que los resultados son satisfactorios, una vez superados los problemas que la importante presencia estatal en las distribuidoras producía, especialmente en la falta de garantías del pago de la energía entregada por las generadoras.

Sector Gas

El **Ministerio de Minas y Energía (MME)** es la autoridad sectorial, fija la política y la regulación técnico-económica para la producción de hidrocarburos. Fija los precios del gas natural en boca de pozo.

La **Unidad de Planificación Minero Energética (UPME)** es adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con autonomía administrativa y presupuestaria, responsable de la planificación indicativa integrada del sector, la determinación de los requerimientos energéticos de la población y la definición de los planes sectoriales en el largo, mediano y corto plazo.

La **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)** es una unidad administrativa adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Regula el suministro de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por tubería. Para el caso del gas natural, regula las actividades del transporte, distribución y comercialización. Además, debe promover la libre competencia y evitar el ejercicio del poder dominante en el suministro del servicio público de gas natural y de energía eléctrica. En el transporte de gas se encarga de regular los monopolios, procurando el desarrollo de eficiencia y calidad. La CREG ha promovido un marco de libertad vigilada, con base en normas y fórmulas tarifarias para los agentes en la cadena de suministro del de gas natural.

La **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)** está adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico y tiene como funciones la inspección, vigilancia y control de todas las empresas que prestan servicios públicos domiciliarios, entre los que se cuenta el gas natural. Sus funciones comprenden desde la entrada del gas natural a los gasoductos hasta la entrega al consumidor final, para garantizar el buen servicio a los usuarios y evitar abusos.

El Estado a través de la **Empresa Colombiana del Petróleo (ECOPETROL)**, administra los hidrocarburos del país, realizando actividades de producción y de transporte de petróleo, directamente o en asociación con empresas privadas. Propietaria de la mayor parte de la actividad de refinación y almacenamiento de productos del petróleo. En los últimos años, ha transferido sus instalaciones del sistema de transporte por gasoductos a la Empresa Colombiana de Gas y ha vendido su participación en empresas de distribución de gas natural. ECOPETROL, tiende a dedicarse exclusivamente a las actividades del *upstream*.

La **Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS)** se encarga de proyectar, construir, operar, mantener y explotar comercialmente sus gasoductos. En sus inicios contó con

los gasoductos transferidos de ECOPETROL y, más adelante, con los nuevos gasoductos que han entrado en operación.

ECUADOR

Ecuador es productor de petróleo para la exportación y el año pasado completó la construcción de un segundo oleoducto que duplica su capacidad de transporte al puerto de salida.

El **Ministerio de Energía y Minas** tiene la responsabilidad de definir las políticas del sector; sin embargo, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico no menciona al Ministerio para ninguna función en el sector.

Sector Eléctrico

El sector energético de la región realizó cambios para reemplazar una estructura centrada alrededor de empresas que controlaban todo un subsector para dar paso a sistemas donde la competencia tiene como objetivo el beneficiar a los clientes con mejores precios y mejor servicio. El sector eléctrico del Ecuador no ha sido ajeno a esta tendencia global y la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, expedida en octubre de 1996, modificó la estructura que existía hasta esa fecha. La concepción de la reforma se basa en la separación de las actividades en tres negocios: generación, transmisión, distribución y la creación del Mercado Eléctrico Mayorista.

El funcionamiento del órgano regulador, CONELEC, debió esperar más de un año, pues recién inicia su funcionamiento en noviembre 1977. Más aún, recién en abril de 1999 inicia la operación la nueva estructura del sector al constituir un mercado eléctrico mayorista donde se realizan las transacciones entre los agentes.

Los actores y sus funciones se describen a continuación.

El **Consejo Nacional de Electricidad** (CONELEC) establece la normativa del despacho económico y reglamenta el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, fiscaliza el cumplimiento de la ley y controla el cumplimiento de los reglamentos, determina las concesiones, establece las bases para el cálculo de las tarifas reguladas y las aplica.

El **Centro Nacional de Control de Energía** (CENACE), cuyos miembros son las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores, tiene a su cargo el manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando una operación adecuada del Sistema Nacional Interconectado(SNI). Tiene a su cargo la administración de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El **Fondo de Solidaridad** es un holding estatal que mantiene en su poder las acciones de las empresas que antes eran de propiedad del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, la empresa estatal verticalmente integrada.

Los **Generadores** explotan sus empresas asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia.

Para la única **Empresa de Transmisión** (TRANSELECTRIC), formada con los activos de propiedad del Estado correspondiente al SNI, se aplican las mismas normas para la participación del sector privado que las establecidas para las empresas de generación. El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema sobre la base de planes preparados por él y aprobados por el CONELEC.

La **Distribución y Comercialización** de energía eléctrica se realizan por 20 sociedades anónimas con base en contratos de concesión otorgados por el CONELEC para un área geográfica definida, basada en la competencia por comparación.

Los **Grandes Clientes** están facultados para negociar directamente con los generadores la energía que demandan y son aquellos con una demanda igual o superior a 1 MW.

Hasta la fecha la mayor parte de las empresas son de propiedad pública, pues el Fondo de Solidaridad es propietario de Transelectric, de las empresas generadoras más importantes y dueño de la mayoría de las acciones de las empresas de distribución, frente a una participación minoritaria de Municipios y Consejos Provinciales. Los intentos de privatizar o aún de incorporar administradores privados a las empresas de distribución fracasaron y son pocos los actores privados que operan empresas de generación.

En la situación descrita, los actores del sistema son en su mayoría empresas estatales, organizadas como sociedades anónimas por acciones. La única empresa de distribución privada se encuentra intervenida por el CONELEC. Pequeñas centrales hidroeléctricas privadas han comenzado a vender energía eléctrica directamente a los grandes clientes.

Sector Gas

Para el caso del gas natural, no existe un marco legal explícito, pero existen algunos lineamientos relativos a la disposición de la producción de gas en campos que puedan ser operados por empresas privadas. La comercialización estaría en manos de Petroecuador. Los contratistas que celebraren contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos podrán suscribir, si encontraren yacimientos comercialmente explotables en el área del contrato, contratos adicionales para la explotación de gas natural libre.

El **Ministerio de Energía y Minas** en el caso de los hidrocarburos tiene un papel mejor definido, pues a más de la responsabilidad de definir las políticas del sector y a través de la **Dirección Nacional de Hidrocarburos** regula y controla el funcionamiento del sector.

La comercialización esta en manos de **Petroecuador** que es la empresa petrolera estatal que opera en las áreas de producción, transporte y distribución.

Desde el año 2002 MachalaPower opera una central de gas natural de ciclo simple con base en el yacimiento del Golfo de Guayaquil.

PERÚ

Peru tiene un potencial importante de participación en los mercados de gas natural con sus reservas de Camisea que, el año 2004 comienzan a ser explotadas con la llegada del gasoducto desde ese campo a Lima.

El **Ministerio de Energía y Minas** (MEM) a través de la Dirección General de Electricidad, como órgano técnico normativo, se encarga de proponer y/o expedir la normativa de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, suscribir contratos de concesiones eléctricas, otorgar autorizaciones de generación eléctrica, el planeamiento del sector y, además, promover el desarrollo del subsector.

Sector Eléctrico

Desde las reformas de 1990, el sector tiene marco normativo orientado a la liberación del mercado y la libre competencia, con las actividades del subsector separadas y sobre cuya base se realizó un proceso de transferencia de activos al sector privado y se captaron inversiones. La ampliación de la capacidad instalada por parte de iniciativas privadas ha recibido inversiones por un monto estimado de 4,600 millones de dólares del 1993 al 2003 (de los cuales 2,700 fueron del sector privado). Del total de inversiones cada actividad recibió, generación 2,400, transmisión 612 y distribución 1,628.

En este marco normativo se inscriben los siguientes actores del subsector eléctrico.

El **Organismo Supervisor de Inversión en Energía** (OSINERG) está en el ámbito del MEM para fiscalizar las actividades de los subsectores energéticos a fin de que cumplan las disposiciones legales y normas técnicas de los subsectores eléctrico y de hidrocarburos, el cumplimiento de las disposiciones relacionadas con la protección y conservación del ambiente. Los recursos de OSINERG provienen de los aportes realizados por las empresas del sector y sus funciones son, normativa, reguladora, supervisora, fiscalizadora y sancionadora. Fijar tarifas del servicio público, servicio de transporte y distribución.

El **Comité de Operación Económica del Sistema** (COES) está formado por las empresas generadoras y transmisoras del sistema interconectado, con el objetivo el despacho a mínimo costo y la liquidación de las transacciones en el mercado. El directorio del COES está conformado por 9 miembros, 8 representantes de las generadoras y 1 de las transmisoras. Además asisten con voz y sin voto, un representante de las distribuidoras y uno de los Grandes Clientes. Tomando en cuenta que varias empresas de generación pertenecen a un mismo grupo de inversionistas, cada grupo puede tener un máximo de 2 directores.

Las **Empresas Eléctricas** son las concesionarias de electricidad y las entidades autorizadas que pueden ser: Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras.

Los **Clientes Libres** (demanda superior a 1 MW) negocian directamente con sus proveedores en un esquema de competencia.

Complementa los actores directos, el **Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual** (INDECOPI). En el campo eléctrico, vela por el cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas que pudieran verse afectadas.

Propiedad del subsector eléctrico

Los propietarios privados más importantes del sector son:

En generación con la participación porcentual en la potencia instalada efectiva: Endesa con 23.3% (España), Duke Energy con 10.4% (USA), y Tractebel con 6.5% (Bélgica). El Estado peruano conserva el 47.4% de la potencia instalada. En Transmisión: ISA (Colombia), Hydroquebec (Canadá) y Redes de España. En Distribución: Endesa y SPG.

Sector Gas

El sector del gas natural en el Perú se organiza con una segmentación vertical. Los transportadores y distribuidores, deben permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas, siempre que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada.

Los actores del mercado de gas son los que se detallan a continuación.

El **Ministerio de Energía y Minas** (MEM), a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), es el órgano rector con las funciones normativa, la concedente y la promotora; tiene a su cargo otorgar licencias y concesiones para la explotación de las actividades en hidrocarburos, tanto en petróleo como en gas natural.

Perúpetro, empresa estatal de derecho privado, encargada de promover, negociar, celebrar y supervisar en calidad de Contratante, el cumplimiento de los Contratos de licencia o de servicios de Exploración y Explotación. Mantuvo estas actividades de la anterior corporación Petroperú.

El **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía** (OSINERG), con las funciones descritas en el subsector eléctrico, pues sus funciones abarcan los dos subsectores.

Los **productores** tienen contratos de licencia o servicio de explotación de hidrocarburos, que extraen gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional. La Ley les permite disponer libremente de la producción del gas, sujeta a la libre competencia, pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados, con comercializadores, distribuidores y grandes usuarios.

Los **comercializadores** son personas naturales o jurídicas que compran y venden gas natural, capacidad de Transporte o Distribución, por cuenta propia o de terceros, sin ser Concesionarios ni Transportistas.

Los **transportadores** están habilitados para el servicio del transporte del gas natural desde el ingreso al sistema de transporte hasta el punto de entrega a los cargadores (distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor).

Los **distribuidores** son habilitados para prestar el servicio de abastecimiento de gas a los usuarios finales que no contratan su suministro en forma independiente. Con precios regulados por el OSINERG. Los distribuidores, realizan las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.

Los **consumidores**, son los pequeños y grandes usuarios finales. Los grandes usuarios pueden contratar en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de gas natural, pactando libremente las condiciones de transacción, sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación.

Experiencias de operación de los mercados

Existen algunos aspectos que surgen de la experiencia de operación del mercado, que pueden ser resumidos en la siguiente forma:

Dado que las señales de transmisión no funcionan del todo bien, se ha resuelto que el plan indicativo del sector, que desarrolla el MEM, no solo sea indicativo para el caso de la transmisión, sino que además sea vinculante, de manera que se pueda impulsar la ampliación del sistema en función de los requerimientos establecidos.

La tarifa se fija con base en el costo marginal del plan de obras para 48 meses, existe entonces el cuestionamiento sobre la discrecionalidad de OSINERG (exceso de poder) si es quien debe escoger las obras que quedarán incluidas en el plan que sirve de base.

Los distribuidores están obligados a contratar toda la energía que requieren para sus clientes y demostrar la garantía del suministro hasta diciembre del año en curso bajo penalidad de caducidad de la concesión. Sin embargo, dado que los costos marginales están por arriba de los precios en barra, los generadores se niegan a dicha contratación, el MEM ha debido dictar un decreto de urgencia para liberar a los distribuidores de la exigencia establecida en la Ley de Concesiones.

Campo CAMISEA

Explotación: La explotación del yacimiento requiere un procesamiento inicial para separar el gas seco de los líquidos. Por esta razón, se tienen dos ductos, paralelos en su recorrido inicial que luego se separan; el que transporta líquidos con capacidad de 33,000 barriles diarios, termina en Pisco, en la costa sur, mientras que el de gas seco sigue al norte hasta Lima. Este ducto tiene en su parte inicial un tubo de mayor capacidad (1000 millones de pies cúbicos diarios) con el fin de limitar la perturbación a un sector ambientalmente sensible, de selva virgen. (Se construyó sin caminos de acceso, transportando los materiales por río y por helicóptero). Luego, reduce la sección del tubo para ajustarse a la demanda interna del país (400 mil pies cúbicos día). Las reservas calculadas son 8.7 TCF representan 60 años del consumo interno.

La explotación está a cargo de un consorcio donde intervienen Pluspetrol, que encabeza el consorcio, Zonatrac (Argelia), SK (Corea) y Hunt (USA).

Transporte: El gasoducto está a cargo de TGT (Techint-Argentina).

Distribución: La empresa Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) de Tractebel de Bélgica.

Campo PAGORANI

Con la estimación inicial de una reserva de 3.0 TPC la exploración final ha sido adjudicada y está en trámite de firma con el mismo consorcio que explota Camisea, solamente que ahora está encabezado por Hunt.

Petróleo

Explotación: Pluspetrol maneja la explotación del petróleo en el noroeste (Más importante) mientras en el norte están Petrobras, Petrotech, Saped (China). Offshore está Petrobras. Hoy día existe un menor número de actores que antes de la privatización.

Refinación: Antes era una actividad monopólica en manos de la estatal Petroperú, ahora participan 3 actores: Repsol, que posee la mayor refinería y otra pequeña; Petroperú con 4 refinerías pequeñas; y, Maple, que se ubica en la Selva Central con un abastecimiento a un territorio restringido por su ubicación geográfica. La competencia se produce entre Repsol y Petroperú, que por limitaciones de producción no pueden mantener precios muy diferentes.

Distribución mayorista: La participación tiene muy pocas restricciones y existen 25 calificados. Las exigencias del mínimo de distribución de los seis meses anteriores no se requieren para una empresa que reingresa. Algunas funcionan manejando volúmenes limitados y sin inventarios. Al momento se procura definir mejor las reglas para la participación como mayorista. Antes era un monopolio estatal.

Distribución minorista: Desde antes de las reformas era un mercado libre y continúa igual.

Lubricantes: Antes de las reformas la estatal Petroperú abastecía al 50% del mercado y Mobil al 26%. Con la privatización Mobil se hizo del 50% y pasó a controlar el mercado, se redujo el nivel de competencia.

Niveles de competencia, visión de Indecopi

Los precios al consumidor final han mostrado una tendencia a la baja; sin embargo, en el tema de tarifas no existe una real competencia por que las tarifas las fija el regulador, quien toma en cuenta los precios del mercado libre como referencia y en general, esos precios han sido más altos que los regulados.

La Ley de Concesiones establece los límites de participación en el mercado, en integración vertical, sobre el 5%, y horizontal, sobre el 15%, por transacciones de la propiedad de las acciones, después de los cuales las empresas deben notificar al INDECOPI y el Comité de la Libre Competencia analiza los efectos que los niveles de participación pueden tener sobre la competencia en el mercado correspondiente.

El INDECOPI se organiza por salas que atiende los diversos temas a cargo de la institución, estas salas pueden ser la segunda instancia en los reclamos que tramita.

La participación más importante en el segmento de generación corresponde al grupo de centrales del Estado Peruano y, en segundo lugar, al de ENDESA.

La evolución del Índice Hirschman – Herfindhal (IHH)⁸ ha declinado un 25% desde 1997 al 2002 y alcanza valores que son relativamente altos para niveles internacionales pero explicables en un mercado del tamaño del peruano⁹, que corresponden a una reducción en un porcentaje similar en los precios en barra.

Regulación y Tarifas

En el Perú, la experiencia en mercados cumple doce años, pero la anterior Comisión de Tarifas se une al OSINERG solo desde el 2001.

Como parte de esa experiencia se anota que la transmisión troncal tenía libre acceso y estaba regulada, mientras que los ramales no tenían regulación considerando que se debían construir para una función específica y solo para aquella. Sin embargo, la experiencia demostró que el desarrollo posterior obliga a utilizar esos ramales en funciones adicionales, alimentando nuevas cargas o recibiendo nueva generación y se suscitaban problemas con el acceso; por esta razón, desde diciembre 1999 los ramales quedan también bajo la regulación general de la transmisión.

Los clientes de menos de 1 MW tienen tarifas reguladas por el OSINERG, con base en precios de barra establecidos. Los clientes de más de 1 MW son libres pero el uso de las redes tiene peajes regulados.

Los precios de barra se fijan para 4 años, pero la sequía que soportan las centrales hidroeléctricas desde hace ocho meses a empujado hacia arriba los precios de los clientes libres. Las tarifas reguladas deben, por la norma, permanecer en una banda de más-menos 10% del precio de mercado libre; sin embargo, dado que la norma exige que los clientes grandes presenten sus contratos al regulador, contratos que contienen otros aspectos de una negociación general entre empresa de generación y cliente, como transferencias de activo y otros aspectos, los precios del kWh no son del todo transparentes para el regulador. Esto ocasiona un grave problema para determinar con certeza el precio del mercado libre.

Al parecer la competencia se ha sacrificado por la presencia de precios regulados en barra para los distribuidores.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado, COES

A la presente fecha, existen 14 empresas generadoras y 5 de transmisión. Al parecer existe una falta de mecanismos de planificación de la expansión y particularmente, falta un proceso definido para las decisiones de expansión en la transmisión.

Por otro lado, existe la percepción que los precios en barra regulados han permanecido por debajo de los precios de mercado libre o aún de aquellos del mercado ocasional y de las liquidaciones de cada hora, que han ocasionado reclamos por parte de los generadores.

Por otro lado, la perspectiva de incorporación del gas natural de Camisea con el gasoducto que comenzó a operar, en centrales existentes y nuevas, hace prever una reducción de los precios.

VENEZUELA

Debido a la magnitud de sus reservas de petróleo, Venezuela es un proveedor importante en el mundo y consta entre los diez primeros del planeta.

El **Ministerio de Energía y Minas** (MEM) tiene la responsabilidad de la dirección del sector y a través del Viceministerio de Energía formula las políticas sectoriales, elabora la planificación y fiscaliza las actividades de los sectores eléctrico, hidrocarburos y minas. Define las políticas de regulación y tiene a su cargo las concesiones en transmisión y distribución; así como, otorga las autorizaciones para generación.

Sector Eléctrico

La Ley para el Sector Eléctrico expedida en septiembre de 1999, establece la conformación de un Mercado Mayorista de Electricidad (MME), basado en el principio de la libre competencia en las actividades de producción y comercialización de la energía. En diciembre 2001 se expide la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, modificando los plazos establecidos inicialmente para el inicio de funcionamiento del órgano regulador, la **Comisión Nacional de Energía Eléctrica** (CNEE) y el **Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico** (CNG) encargado de la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad. La operación del mercado ha tomado largo tiempo, razón por la que los plazos han debido modificarse.

En el sector eléctrico operan 13 empresas eléctricas con diversos grados de integración vertical, ocho de ellas son de propiedad privada, de esas, cuatro tienen como accionista mayoritario a AES de Estados Unidos, una pertenece a Enron, otra a accionistas venezolanos y otra, a una productora de papel y el grupo Public Service Enterprise Group (PSEG Global).

Sector Gas

El **Ente Nacional del Gas (ENAGAS)** autónomo pero adscrito al MEM relaciona al sector productor de gas con los consumidores, procurando la incorporación de capital privado nacional e internacional y supervisa las condiciones de equidad entre los actores privados y públicos, bajo normas y reglas definidas para promover el desarrollo de la industria del gas.

La fijación de tarifas a los consumidores finales está a cargo de los Ministerios de Energía y Minas y Producción y Comercio, mientras que ENAGAS, elabora las bases para la definición de las tarifas. Las tarifas para los consumidores minoristas se componen por el precio de adquisición del gas, la tarifa de transporte más la tarifa de distribución.

2.5 El Caribe

La subregión del Caribe está compuesta por países que en su mayoría ocupan una de las islas del Mar Caribe, son importadores de energía a excepción de Trinidad & Tobago que dispone de petróleo y gas natural. Son países con mercados de tamaño limitado donde el espacio para la participación de un número de empresas que compitan por el mercado resulta algo lejano, por lo que la empresa verticalmente integrada es la opción predominante.

La institucionalidad del sector energético en cada uno de los países se describe a continuación.

BARBADOS

El “**Ministry of Energy and Public Utilities**” coordina las actividades del sector en el país.

El sector eléctrico de Barbados ha sido siempre privado y la principal empresa es “**Barbados Light and Power Co. Ltd. (BL&P)**”, establecida en 1911. El total de la capacidad instalada está constituida por plantas térmicas, en su mayoría centrales a diesel. Entre las principales industrias autoproductoras eléctricas están las industrias de cemento y azúcar, mismas que producen -de acuerdo al mercado de Barbados- cantidades importantes de energía, quemando para ello orimulsión y bagazo, respectivamente. Cuando la actividad azucarera lo permite, es posible que los excedentes eléctricos sean vendidos a la empresa eléctrica.

El Estado controla las tarifas, a través del “**Public Utilities Board**”, que la empresa monopólica fija a los sectores residencial, comercial e industrial, con base en el reconocimiento de una tasa de retorno sobre los activos de la empresa. Dado que la generación es totalmente térmica, la tarifa que el Estado aprueba a la BL&P incluye un ajuste mensual en función de las variaciones de los precios de importación de los combustibles.

Barbados mantiene una cierta producción de petróleo manejada por “**Barbados National Oil Company (BNOC)**”. Su producción, por falta de refinería propia, debe ser enviada a Trinidad & Tobago para que regresen los productos refinados. Adicionalmente, se produce gas natural en volúmenes suficientes para satisfacer la demanda nacional.

CUBA

El **Ministerio de Economía y Planificación** define las políticas energéticas a escala nacional.

Cuba adoptó el 2000 el modelo de comprador único manteniendo la empresa estatal verticalmente integrada denominada **Unión Eléctrica Nacional (UNE)**, que es la empresa nacional encargada de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en todo el país. Dentro de UNE operan: (i) el Despacho Nacional de Carga, que tiene bajo su responsabilidad la operación de las centrales de generación y de las líneas de transmisión, y (ii) seis direcciones de las

cuales dependen una serie de empresas (proyectos, construcción, etc.) entre las cuales se destacan 14 empresas distribuidoras. Opera un productor independiente en una empresa de economía mixta que está ampliando su participación a nueva central en construcción.

La UNE depende del **Ministerio de la Industria Básica (MINBAS)**, que fija los lineamientos de política general, así como aprueba el cuadro y nivel de las tarifas propuestas por UNE. Participan productores eléctricos independientes, quienes, a través de concesiones y licencias, venden la energía generada a la UNE y su participación está sometida a una planificación centralizada de mínimo costo. Existe una tarifa única para todo el territorio nacional, se atiende a la protección del medio ambiente y existen normas para la calidad del servicio y que promueven el ahorro y la eficiencia energética.

GRENADA

El “Ministry of Works, Communications & Public Utilities” tiene a su cargo la definición de las políticas y la coordinación del sector energético.

El sector eléctrico está conformado por un monopolio estatal a cargo de la empresa **Grenada Electricity Services Limited (GRENELEC)**, que interviene en toda la cadena desde la generación hasta la distribución, con un sistema tarifario subsidiado a los sectores residencial, comercial e industrial. El subsidio al sector eléctrico se realiza a través de la fijación de una política de precios a los combustibles consumidos en centrales eléctricas, exentos de impuestos.

GUYANA

Guyana Energy Agency coordina las actividades del sector energético y define las políticas del sector.

En 1997 se privatizó parcialmente la empresa pública **Guyana Electricity Corporation (GEC)**, responsable de la generación, transmisión y distribución de electricidad en las mayores áreas pobladas del país. Forma parte también del sector eléctrico la empresa estatal LINMINE, productora de bauxita, que genera energía para sus propias necesidades y para los alrededores de la comunidad de Linden. La GEC está interconectada con LINMINE a la que compra parte de la energía generada. La empresa Guyana Sugar Corporation Limited (GUYSUCO) es otra de las mayores productoras y la energía generada es para sus propias necesidades. La empresa pública GEC opera bajo las directivas del Oficina del Primer Ministro (OPM). Las transacciones de energía entre LINMINE y la empresa pública GEC se fijan de común acuerdo entre ellas. Las tarifas a los usuarios finales son fijadas por la Comisión de Empresas Públicas. Asimismo, la Comisión de Empresas Públicas aprueba el plan de expansión elaborado por GEC. El año 2003 el gobierno retomó las acciones de GEC vendidas a la empresa privada.

HAITÍ

La coordinación del sector energético realiza el “**Minister des Travaux Publics, Transport et Communications (MTPTC)**” a través del Bureau des Mines et de l’Energie.

La estructura del sistema eléctrico del país se caracteriza por un monopolio estatal operado por la empresa “**Électricité d’Haiti (EdH)**”. El presidente de EdH es el Presidente de la República, quien delega la Dirección General al Ministro del MTPTC. El presidente de EdH imparte las directivas generales respecto a la política de EdH, mientras que el Consejo de Administración regula y aprueba las tarifas, los planes de inversión y préstamos. La estructura tarifaria está basada en el costo marginal de largo plazo con consideraciones sociales para las familias de bajo nivel de ingreso.

JAMAICA

La dirección del sector energético depende del “**Ministry of Commerce, Science & Technology**”.

La generación, transmisión y distribución eléctrica está en manos de la empresa Jamaican Public Service Company (JPSCo) que fue empresa estatal hasta marzo 2001 cuando, a través de la adquisición del 80% de sus acciones, pasó al control de la empresa Mirant Corporation de los Estados Unidos. A pesar que JPSCo posee la generación principal del país existen tres productores independientes (IPPs) a los que compra energía bajo contratos de largo plazo.

La “**Office of Utilities Regulation**” (Oficina de Regulación de Servicios Públicos) es el órgano regulador que establece los estándares de operación y que protege a los consumidores y el medio ambiente.

REPÚBLICA DOMINICANA

La **Comisión Nacional de Energía** fue creada el 2001 con ingerencia en todo el sector energético en general y todas sus actividades. Tiene personería jurídica de derecho público, es autónoma, con la responsabilidad de proponer y adoptar políticas, analizar el funcionamiento del sector, elaborar planes indicativos, elaborar normativas, velar por el funcionamiento del mercado, promover el uso racional de la energía

Sector Eléctrico

Las reformas al sector eléctrico se introducen el 2001 con la promulgación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, que incorpora un mercado abierto con la posibilidad de una integración vertical con un límite de control del mercado. Las instituciones del sector y sus funciones se describen en los párrafos siguientes.

La **Superintendencia de Electricidad** tiene a su cargo el fijar las tarifas y peajes sujetos a regulación, autorizar la modificaciones a las tarifas indexadas, fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y las normas técnicas, supervisar el comportamiento del mercado evitando prácticas monopólicas, resolver las concesiones.

El **Organismo Coordinador** es el encargado de la operación del sistema, despacho de la generación, transmisión, distribución y comercialización; además calcula y valora las liquidaciones de las transacciones del mercado. Lo integran todas las empresa de todas las actividades.

El año 1999 se divide la empresa estatal integrada Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) en 7 unidades de Negocios y una Unidad Corporativa para operar como empresas independientes y privatizarlas.

En el área de **Distribución** la empresa AES Corporation y la Empresa UNIÓN FENOSA adquieren el 50% de las acciones de la Distribuidora del Este, la primera y las Distribuidoras del Norte y Sur, la segunda.

En el área de **Generación** el consorcio New Caribbean Investment adquiere la Generadora Itabo y Haina.

La **Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)** reemplazó a la CDE y agrupa a la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (EDET), Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID) que opera y mantiene 18 centrales hidroeléctricas del país, que totalizan 411 MW.

A pesar de las reformas y la incorporación de empresas privadas las restricciones del suministro no han logrado superarse y las deudas a las empresas por el abastecimiento de energía se han incrementado.

En septiembre 2003 la empresa española Unión FENOSA acuerda con el estado devolver las acciones de las dos empresas distribuidoras que adquirió en 1999 alegando un “estado crítico en términos de flujo de caja y salud financiera”; las empresas distribuidoras del Norte y Sur re-nacionalizadas continúan operando independientes, pero ahora todas las acciones son del Estado.

SURINAM

El “**Ministry of Natural Resources**” supervisa el funcionamiento del sector energético.

El sector eléctrico está conformado por un monopolio estatal, en el cual la empresa “**Energie Bedrijven Suriname**” (EBS) interviene en toda la cadena desde la generación hasta la distribución. Parte de la energía distribuida por EBS es generada por la empresa productora de aluminio Suriname Aluminium Company (SURALCO), que es el autoprodutor más importante del país. Bajo el acuerdo “Brokopondo”, el Gobierno se comprometió en el año 1957 a comprar a SURALCO, hasta el año 2045, 80 GWh hidráulicos por año.

TRINIDAD & TOBAGO

Ministry of Energy and Energy Industries determina la política energética y coordina las actividades de todos los subsectores.

La “**Trinidad and Tobago Electricity Comisión**” (T&TEC) está habilitada para generar, transmitir, transformar, distribuir y vender a consumidores energía eléctrica en cualquier parte del territorio. T&TEC tiene un Comité que es nombrado por el Presidente de la República, no es ejecutivo y fija los lineamientos de política de la empresa. El sector está conformado por un monopolio estatal, las tarifas las fija el órgano regulador estatal “**Regulated Industries Comisión**” (RIC), que es el sucesor de la Public Utilities Comisión, y controla agua, electricidad y telecomunicaciones.

El país es el mayor productor de petróleo y gas natural de todo el Caribe. La empresa BP Trinidad and Tobago (BPTT), cuyos propietarios son British Petroleum participando con el 70% y Repsol-YPF con el 30%, es la que mayor producción reporta. La Petroleum Company of Trinidad and Tobago (Petrotrin) es la segunda empresa en producción de crudo.

La producción de gas natural es la que mayor incremento ha observado en los años recientes gracias al incremento en las reservas, al gran complejo petroquímico y a la operación de la planta de liquefacción para exportación.

3. Resumen de la situación actual

Con el fin de ordenar los países de la región de acuerdo a las diversas modalidades de la estructura actual del sector, se presenta la Tabla 1, que tiene en el eje vertical las opciones de propiedad del sector mientras que, en el eje horizontal, se presentan las opciones de funcionamiento del sector, con las clasificaciones que se explican a continuación.

Opciones de Propiedad

a. Propiedad estatal exclusiva

El eje vertical inicia con la posición original de la mayor parte de los países antes de las reformas, correspondiente a la propiedad estatal exclusiva donde todos los activos del sistema eléctrico son de propiedad estatal.

b. Propiedad mixta

Alejándose del origen de los ejes, aparece la segunda opción donde existen inversionistas privados como accionistas de las empresas que con participación estatal. También aparecen algunas empresas de propiedad privada total pero que participan parcialmente en el sector.

c. Propiedad privada

Finalmente, como opción más alejada del origen, aparecen los países donde el sistema eléctrico es de propiedad predominantemente privada. En este caso, se observan dos opciones, la primera acompañada de una segmentación vertical donde existe una separación obligatoria de las actividades de generación, transmisión y distribución; mientras que la segunda, admite la posibilidad de una integración vertical.

Opciones de funcionamiento

d. Control central

Tradicionalmente se consideró a toda la cadena eléctrica como monopolio natural por lo que tenía lógica que una sola entidad fuera propietaria y operadora del servicio eléctrico de un área, sea que esa propiedad estuviera en manos del Estado o que el subsector se caracterizara por la presencia de empresas privadas. Por años el subsector eléctrico fue considerado como monopólico y una empresa única mantenía la concesión.

La mayor parte de los países de la región basaban el servicio eléctrico en una sola empresa de propiedad estatal.

e. Comprador único

Este es un principio que se aplica en la región desde hace algunos años y que ha permitido la incorporación de actores privados a través de una apertura limitada, se ha producido especialmente en la generación como parte de un proceso en algunos casos y como un paso completo en algunos otros.

f. Integrada autónoma

Esta modalidad de coordinación representa un reparto distinto de papeles entre el Estado y la o las empresas que operan en el subsector. Estas últimas desarrollan sus actividades bajo su propia iniciativa, planificación y ejecución de acuerdo a su propia racionalidad. El Estado debe aprobar las decisiones pertinentes, en materia de inversiones, tarifas, etc., de modo que por si mismo o a través de una entidad que represente la sociedad (comisión pública) asuma las funciones de regulación sobre la base de que se trata de un servicio público.

Esta modalidad no implica por tanto la desintegración vertical u horizontal. La organización de tipo integrada ha sido la modalidad dominante en el subsector eléctrico de países industrializados como EE.UU. y Alemania. En estos subsectores concurren una multitud de empresas, de propiedad privada, pública o mixta. Sin embargo, no se observa una competencia efectiva entre ellas, ya que a menudo existe exclusividad con base en un contrato de concesión para una área de suministro, o que las empresas sean demarcadas entre si por áreas o tipo de clientes.

g. Mercado abierto

La vigencia de monopolios naturales se mantiene únicamente para las actividades de transporte y en la distribución de electricidad, en donde se considera faltante la disputabilidad. En sistemas suficientemente grandes como para permitir y garantizar un desempeño competitivo varios actores pueden competir en los segmentos de la generación y en la comercialización.

Tabla 1: Posición actual de los sistemas eléctricos

OPCIONES DE PROPIEDAD	(c) Propiedad Privada	Segmentación Vertical con Incompatibilidad de Funciones				Argentina (***) Bolivia(**) Guatemala(**) Panamá(**)
		Integración Vertical Permitida			Barbados	Chile(**) El Salvador(**) Perú(**) R. Dominicana
	(b) Propiedad Mixta		Cuba Ecuador Jamaica México Trinidad & Tobago Honduras	Costa Rica Grenada Guyana Uruguay Venezuela	(*) Colombia(**) Brasil Nicaragua	
	(a) Propiedad Estatal exclusiva		Suriname	Haití Paraguay		
			(d) Control Central	(e) Comprador Único	(f) Integrada Autónoma	(g) Mercado Abierto
OPCIONES DE FUNCIONAMIENTO						

(*) Con o sin desintegración vertical estricta (incompatibilidad de funciones);
 (**) Con partición horizontal débil;
 (***) Con partición horizontal fuerte

4. Resultados Observados de las Reformas

Con el propósito de realizar un análisis lo más objetivo posible, evitando los riesgos que supone el argumentar a favor de los mercados liberalizados o de los sistemas verticalmente integrados, con elaboraciones basadas en tendencias y teorías económicas que llevan a situaciones de una discusión de carácter ideológico que no constituye el fin de este estudio; tal como afirma Jamasb from University of Cambridge¹⁰ “until we know more, implementation of reforms will be more based on ideology and economic theory, rather than solid economic evidence”.

En este capítulo se ha tratado de emplear la singular base estadística de más de 30 años que OLADE mantiene para todos sus Países Miembros, en su Sistema de Información Económica – Energética, SIEE, con el fin de observar los efectos de la incorporación de las diversas reformas sobre la evolución de algunas variables e índices en los países de la región.

Las reformas, al incorporar la competencia, tenían como objetivo primordial mejorar los precios que el consumidor estaba pagando. En la región, mejorar no significa solamente reducir los precios, pues en varios países existía una estructura de tarifas que incorporaba subsidios que daba como resultado una situación irreal, donde las empresas estatales no cubrían sus costos y estaban en incapacidad de obtener financiamiento para la expansión del servicio. Es decir, habrá que tomar en cuenta que en aquellos países donde las tarifas incluían una componente de subsidios se observará primero un incremento de los precios al eliminarlos y a partir de esa situación, se deberá analizar la evolución posterior.

Aprovechando el ordenamiento con el que se resumen las estructuras que se presentan en la región y los grupos de países establecidos en la Tabla 1, se presentan varios índices por los grupos de países en tres secciones de este capítulo.

En la primera sección, se incluyeron los países que optaron por un mercado abierto con una participación predominante del sector privado en la propiedad del sector, tanto si no se permite la integración vertical como si algún grado de integración está permitida.

En la segunda sección, se incluyeron los países que tienen un mercado abierto y con propiedad mixta; es decir, participan en la propiedad del sector tanto inversionistas privados como el sector estatal.

En la tercera sección, se describe la evolución de los índices seleccionados para los países que optaron por el modelo de comprador único e integrado regulado; es decir, aquellos grupos de países que tienen funcionando un mercado limitado.

4.1 Países con mercado abierto y con propiedad privada

Los primeros índices examinados son los precios para los sectores tanto industrial como residencial, por un lado, los países donde no se permite la integración vertical y por otro, aquellos donde algún grado de integración vertical está permitida.

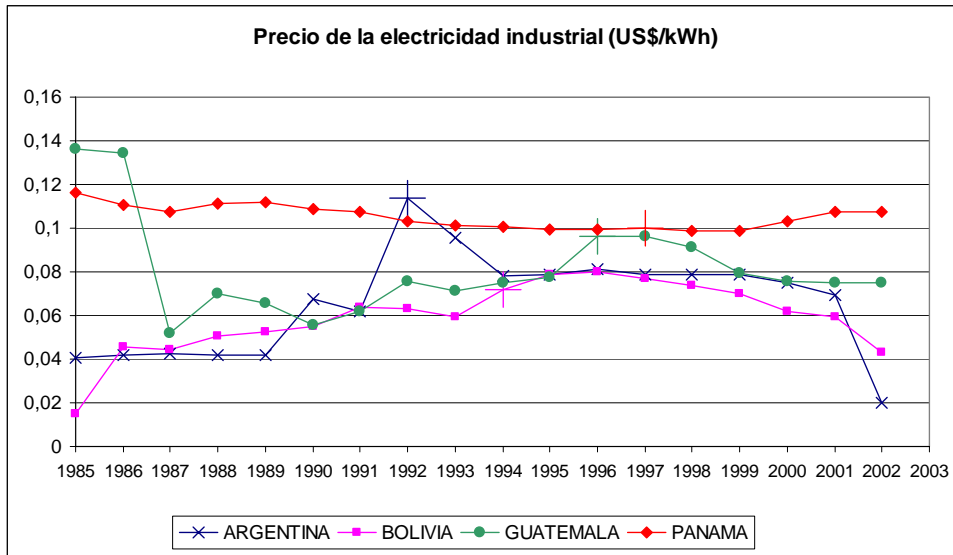


Figura 1. Grupo de Países con segmentación vertical e incompatibilidad

La cruz en las figuras marca el año en que se producen las reformas estructurales del sector eléctrico en el respectivo país. Para el caso de Chile, que realiza sus reformas en 1982 con un liderazgo en el mundo, el año de reformas está fuera del período del gráfico.

Se puede advertir que en tres de los cuatro países, de la Figura 1, los precios para la industria han mantenido una tendencia a la baja, es decir cumpliendo una de las aspiraciones de las reformas. En uno de ellos los referidos precios se incrementaron.

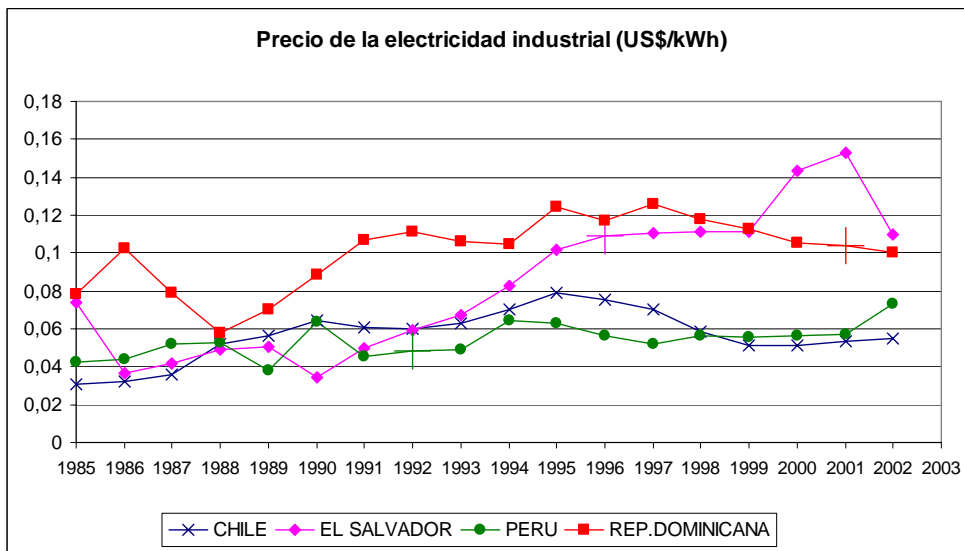


Figura 2. Grupo de países con integración vertical permitida

En el grupo de países de la Figura 2, las tendencias no son tan claras; pero se observan los ajustes iniciales de los precios por la evolución, desde una situación donde se mantenían precios políticos para empresas estatales sin capacidad de negociación con las agencias gubernamentales a cargo de fijar las tarifas hasta una situación donde el mercado determina las condiciones de referencia.

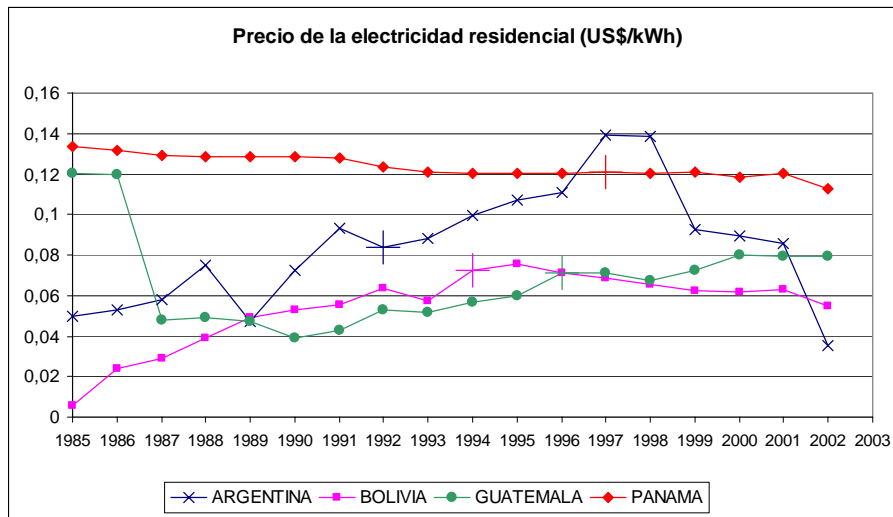


Figura 3. Grupo de Países con segmentación vertical e incompatibilidad

También se debe tener presente que al presentar los precios en dólares corrientes, los ajustes en las tasas de cambio implican correcciones que no siempre pueden ser atendidas con la rapidez que sería deseable ó por que las reglas vigentes prevén hacerlos con cierta periodicidad.

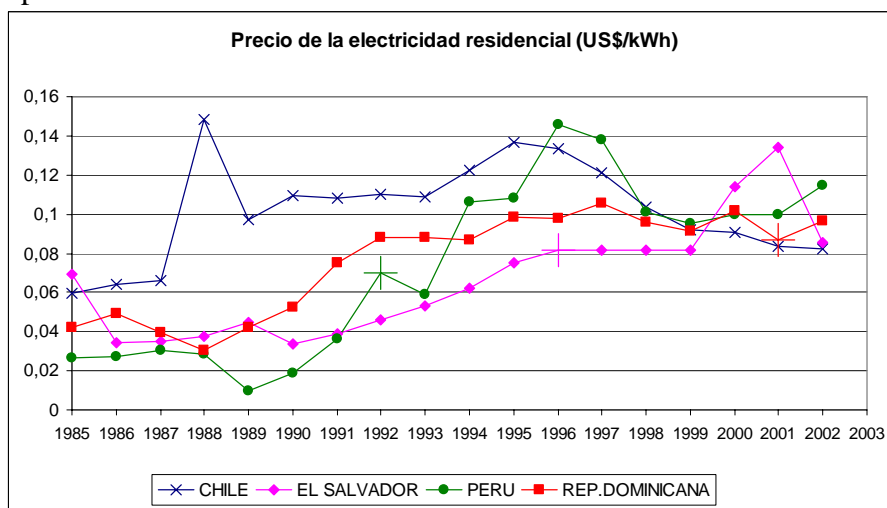


Figura 4. Grupo de países con integración vertical permitida

Las tarifas para el sector residencial muestran una tendencia al incremento, que se debe explicar en la mayor parte de los casos por la eliminación de subsidios que distorsionaban la realidad.

En las figuras se pueden observar las variaciones de los precios de la electricidad antes y después de las reformas y las tendencias se muestran heterogéneas, pues en algunos países suben mientras en otros se mantienen en valores aproximadamente constantes. En algunos, los precios bajan como era la aspiración que la incorporación de la competencia tenía desde que se plantea por primera vez en el mundo.

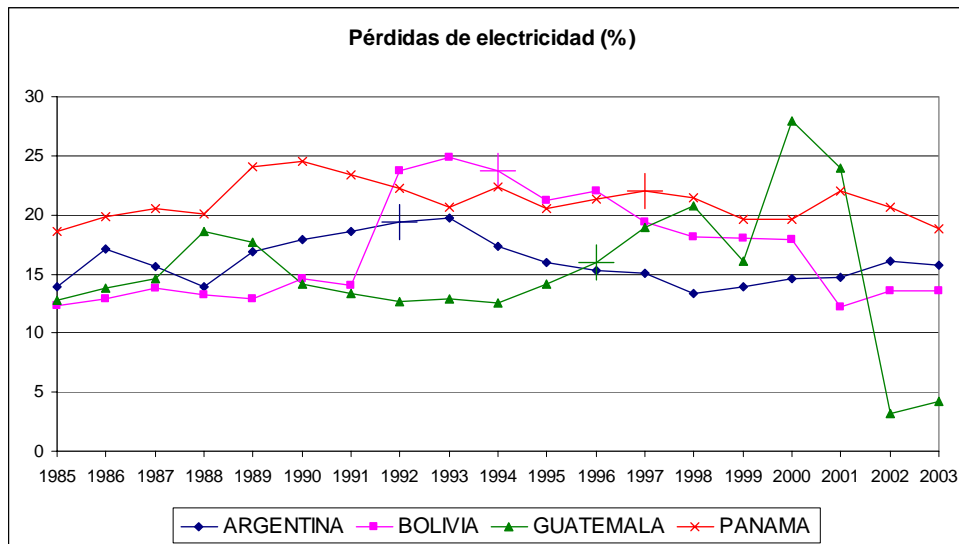


Figura 5. Grupo de Países con segmentación vertical e incompatibilidad

El otro índice cuya variación resulta de importancia en el análisis, es el caso de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema eléctrico al nivel nacional.

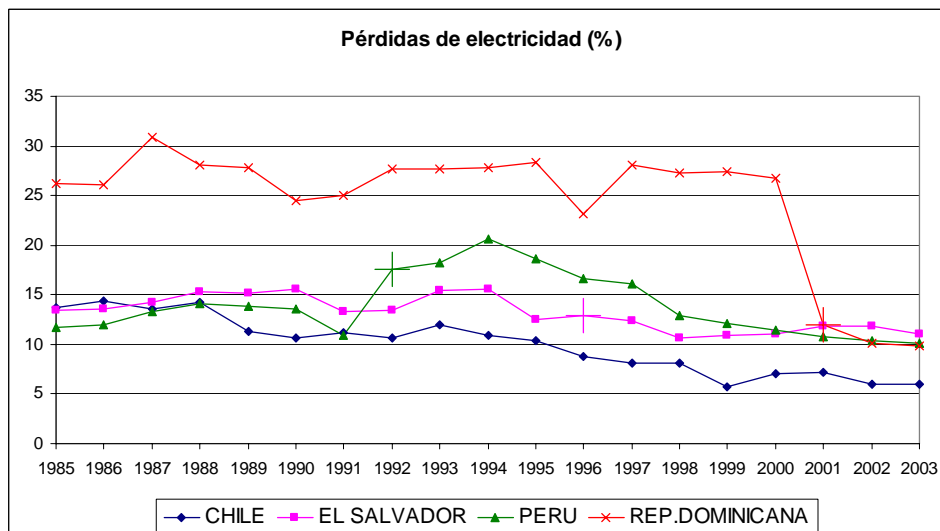


Figura 6. Grupo de países con integración vertical permitida

El marco regulador en casi todos los países determinó un porcentaje admisible de pérdidas, que sería reconocido para las distribuidoras que, a su vez, era decreciente en años sucesivos después que la concesión entrará en efecto. Esta determinación obligó a los concesionarios realizar esfuerzos para reducir las pérdidas, lo cual se refleja en la evolución del índice presentado en los Figuras 5 y 6, como resultado para la mayor parte de países, excepto uno.

De todos los países destaca Chile, al haber logrado mantener en los últimos 8 años valores por debajo del 10%, que en el pasado se anunció en las publicaciones especializadas como lejos de las posibilidades de los países de la región.

El siguiente índice examinado y que se presenta en las figuras que siguen es el crecimiento de la capacidad instalada.

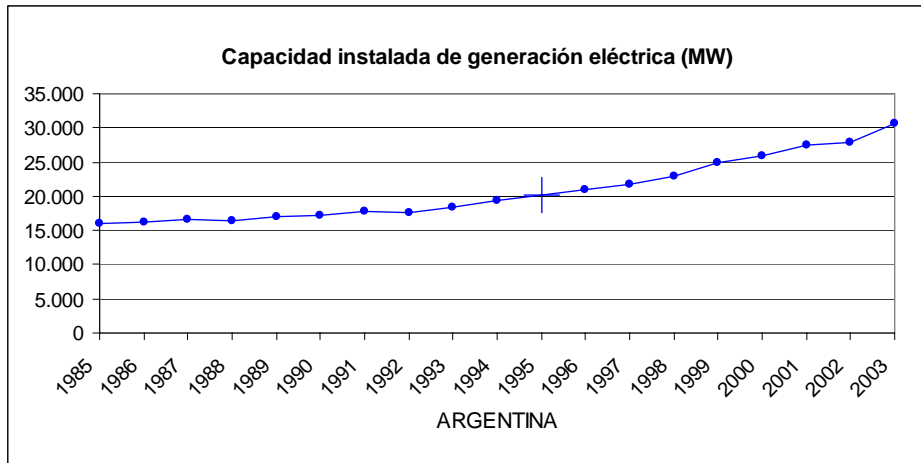


Figura 7. Del grupo de Países con segmentación vertical e incompatibilidad

En este caso, fue necesario separar Argentina pues la diferencia en el tamaño del mercado no permite apreciar las variaciones en los otros tres países.

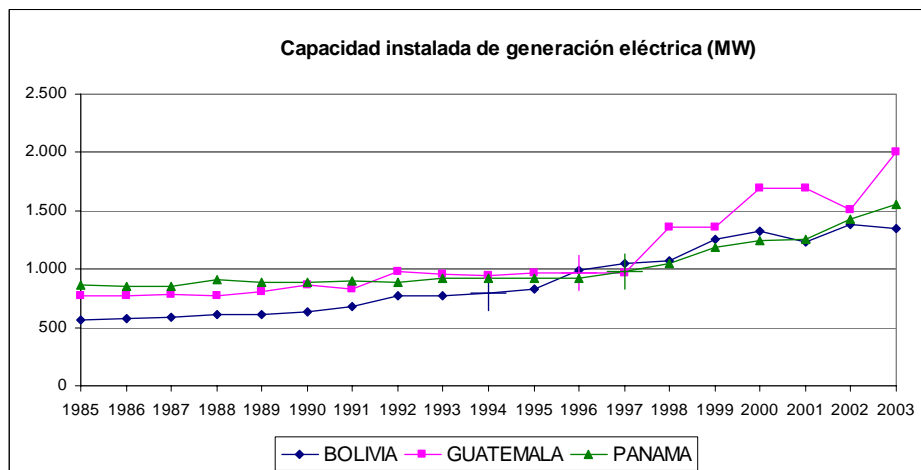


Figura 8. Grupo de Países con segmentación vertical e incompatibilidad

Las tendencias fueron similares en los demás países del primer grupo.

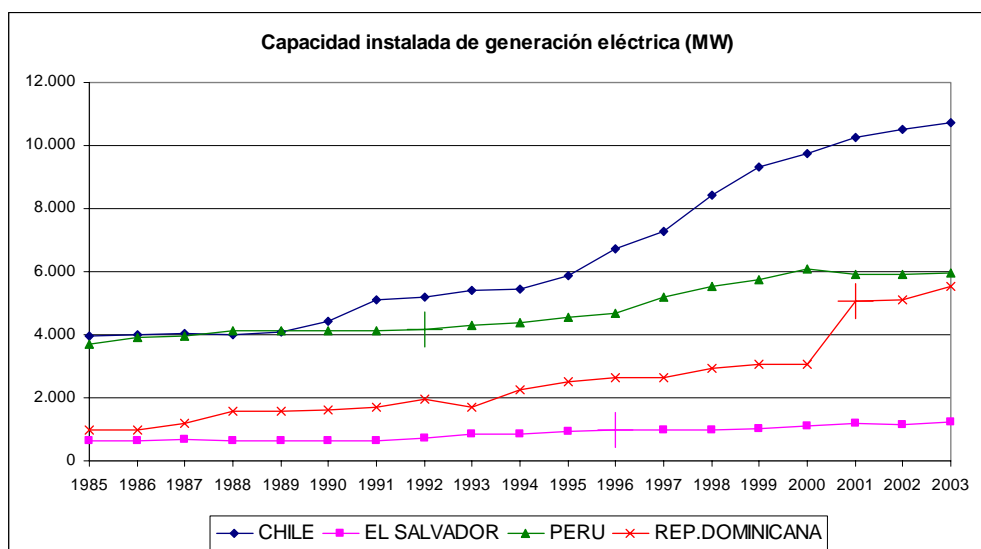


Figura 9. Grupo de países con integración vertical permitida

Se recalca que el incremento de oferta, después de las reformas ha tenido una tasa mayor que aquella de la etapa previa, demostrando a las claras la captación de nuevas inversiones que se produjo en los países de los dos grupos analizados.

Por otro lado, si examina la composición de la generación, en particular, hidroeléctrica y térmica (Figura 10) se encuentra que los últimos 8 años, tomando todos los países de la región, se han revertido las tendencias que se observaban antes, donde la generación de origen hídrico no solo predominaba sino que, además tenía un crecimiento mayor. En los últimos años, la generación térmica se ha incrementado con mayor rapidez en la región ratificando una posición que era previsible para el inversionista privado, pues las centrales térmicas representan tiempos más cortos de construcción, que al mismo tiempo representan menores riesgos financieros. Además, existe la posibilidad de trasladar la central, en un caso extremo, que en el caso de una central hidroeléctrica resulta prácticamente imposible. Adicionalmente, la inversión unitaria, por kW instalado, es menor y aún cuando los costos de operación puedan ser mayores la recuperación es más rápida.

Si se toma en cuenta que de los 703 GW que es el potencial hidroeléctrico de la región solo están aprovechados 132 GW, que representan solamente el 19%, con la tendencia observada, con énfasis en la generación térmica, el desarrollo de los importantes recursos hidroeléctricos que tiene la región esta quedando postergado.

Además si se considera que la región es rica en recursos fósiles, con el 10% de las reservas mundiales de petróleo y el 4.3% de las reservas globales de gas natural, el retraso de la utilización de sus recursos hidroeléctricos significa que los recursos exportables; es decir, la contribución de la región al abastecimiento energético mundial, se reduce de lo que podría ser si parte importante del abastecimiento interno estuviera cubierto por la hidroelectricidad.

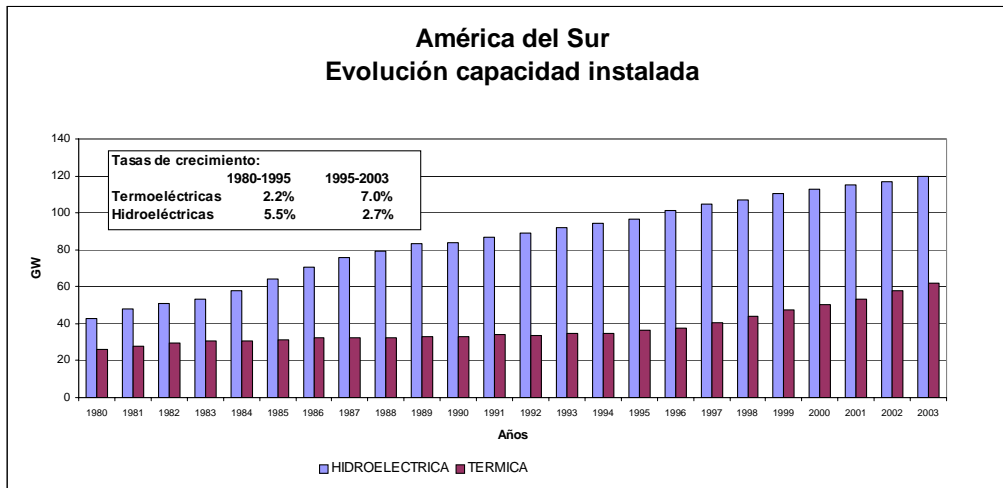


Figura 10. Relación entre generación hidroeléctrica y térmica

Por otro lado, en las siguientes figuras se presenta la evolución de la intensidad energética en los países de los dos grupos que optaron por el modelo de mercado con el objeto de analizar los cambios ocasionados por las reformas del sector.

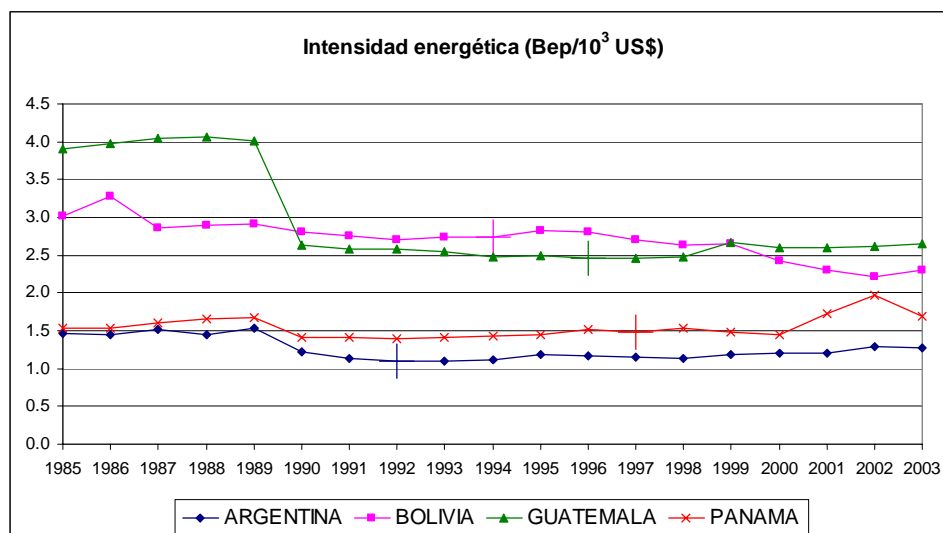


Figura 11. Grupo de Países con segmentación vertical e incompatibilidad

La intensidad energética presenta algunas mejoras antes de las reformas en la mayoría de los casos, presentados mientras que a partir de la incorporación de las reformas en el sector la mejora ha sido lenta pero sostenida.

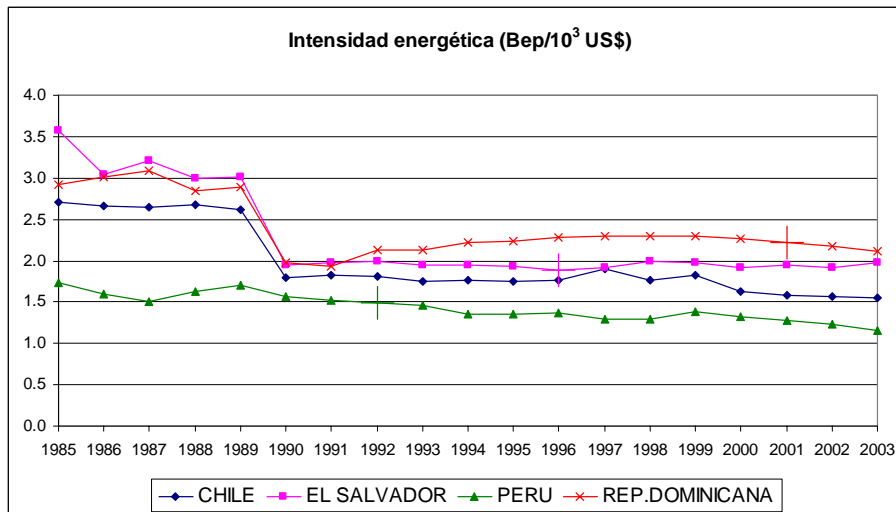


Figura 12. Grupo de países con integración vertical permitida

Asociado a la intensidad energética y sobre todo a los cambios que se han presentado en la participación de la generación térmica frente a la hidroeléctrica, en la mayor parte de los países de la región, las emisiones por barril equivalente de petróleo empleado en el sector eléctrico no han cambiado mayormente a pesar que la incorporación de centrales más eficientes como las de ciclo combinado, que se produjo en este grupo de países, debería reducir las emisiones por unidad de energía producida.

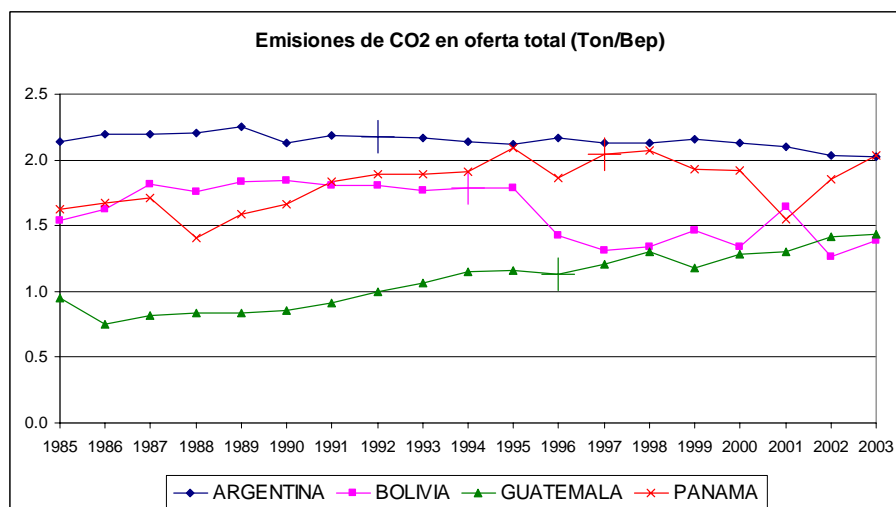


Figura 13. Grupo de Países con segmentación vertical e incompatibilidad

En el grupo de países que está permitida la integración vertical, la situación es similar.

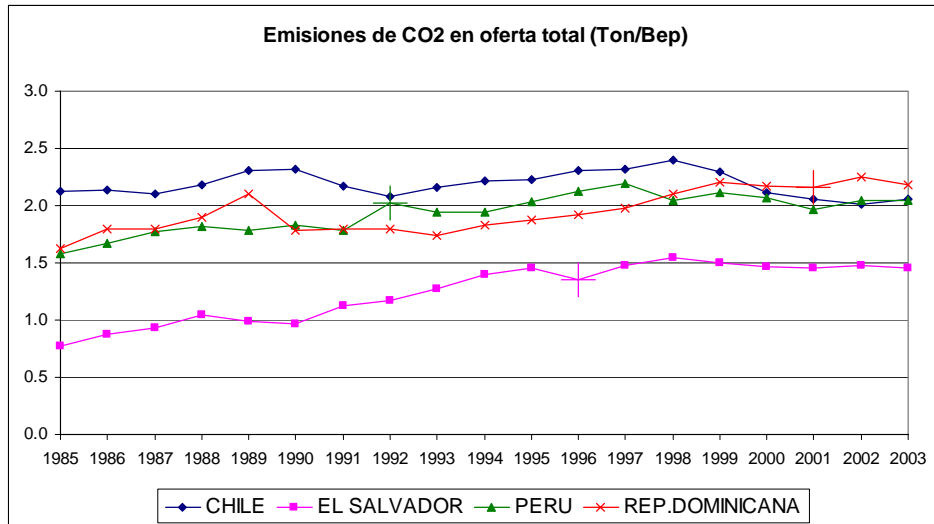


Figura 14. Grupo de países con integración vertical permitida

4.2 Países con mercado abierto y propiedad mixta

En este grupo de países las variaciones que se observan en los precios, en primer lugar, al igual que para los países de los grupos anteriores se presentan para el sector industrial y luego para el residencial.

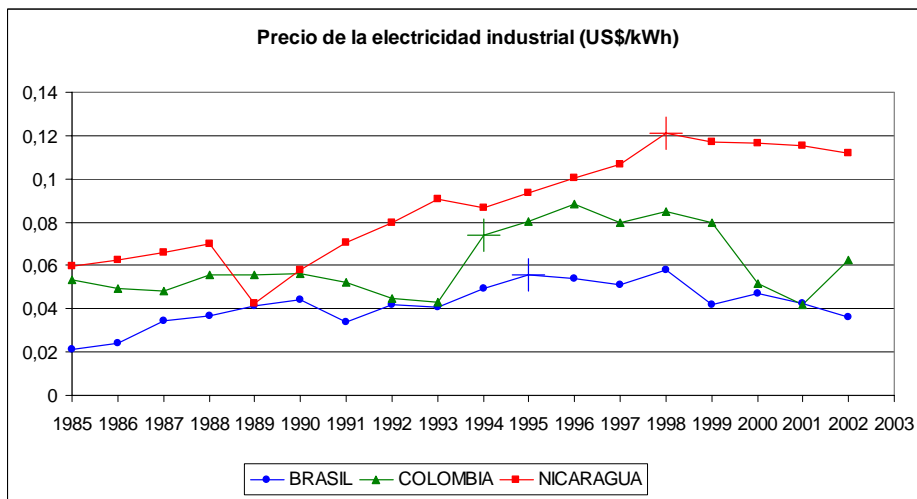


Figura 15. Países con Mercado abierto y propiedad mixta

En el sector residencial la evolución de los precios se presenta en la figura siguiente.

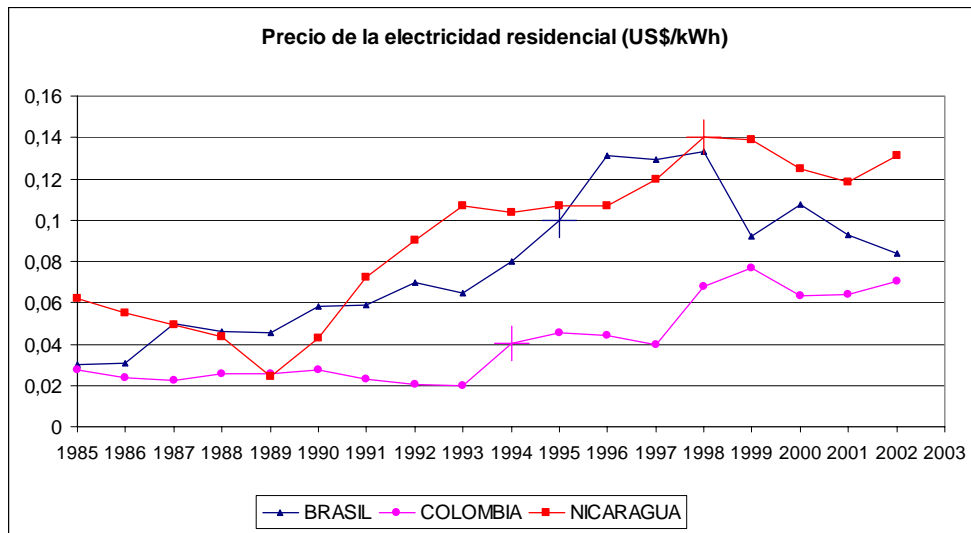


Figura 16. Países con Mercado abierto y propiedad mixta

El caso de las pérdidas de energía, en los sistemas eléctricos de los países donde la participación privada es parcial, enfrenta otro tipo de problemas que en aquellos sistemas donde la propiedad de las empresas es totalmente privada, pues a pesar que en ambos casos la regulación presentó una exigencia para reducir las pérdidas, las presiones políticas dificultan de una manera considerable el trabajo que se pueda realizar para controlar el crecimiento de los fraudes y de las irregularidades que determinan la componente de pérdidas no técnicas, que representan la componente más importante de las pérdidas.

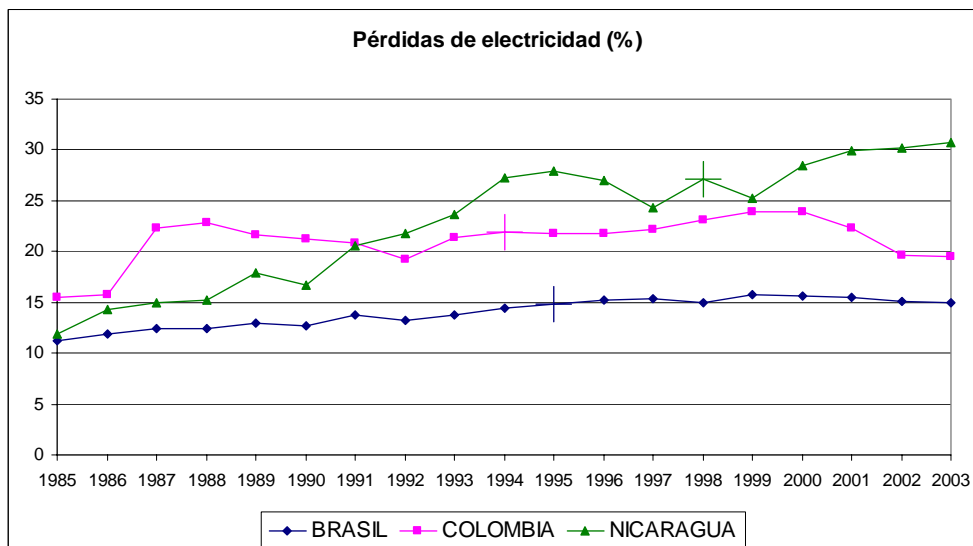


Figura 17. Países con Mercado abierto y propiedad mixta

Cuando se examina la evolución de la capacidad instalada es necesario separar a Brasil del resto de países para lograr que las tendencias en los países de menor demanda pueda todavía ser apreciada en el gráfico.

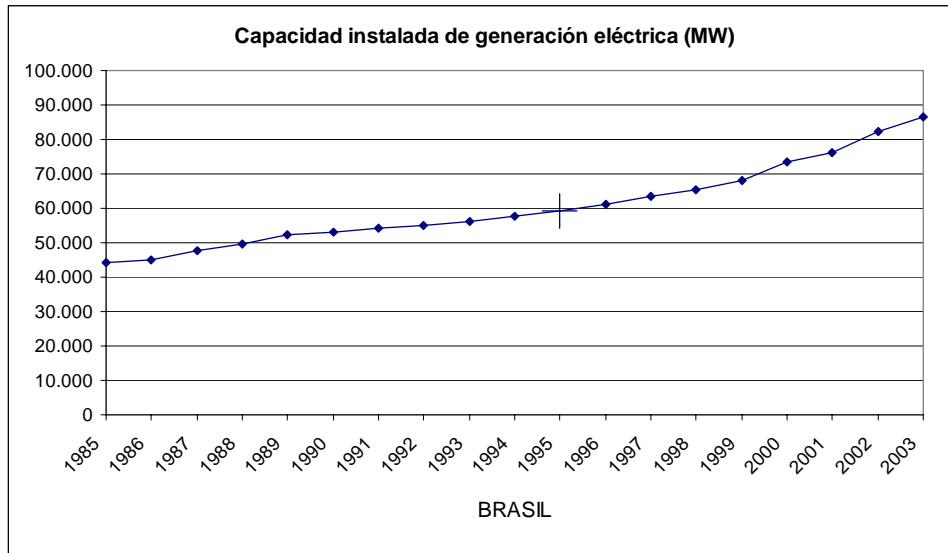


Figura 18. De los países con Mercado abierto y propiedad mixta

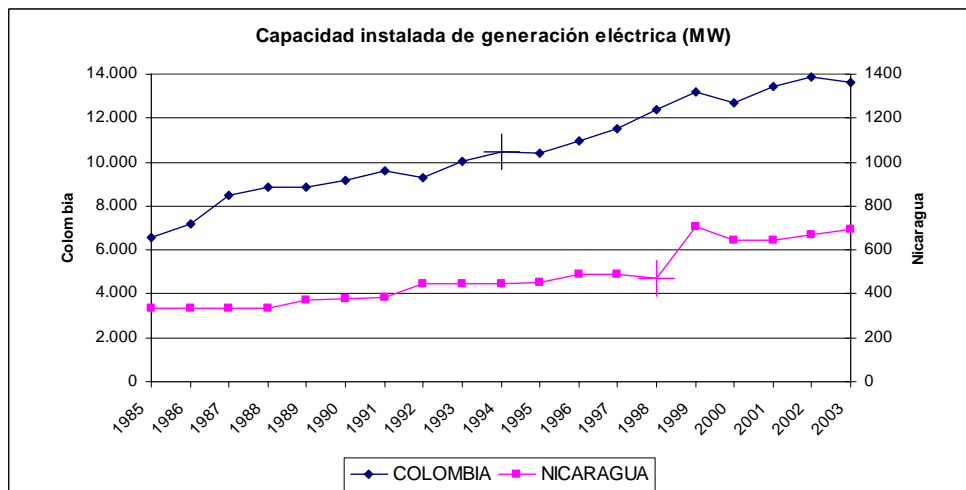


Figura 19. Países con Mercado abierto y propiedad mixta

De la evolución de la oferta eléctrica se deduce que este grupo también logró captar inversiones.

La intensidad energética de este grupo de países se representa en la siguiente figura.

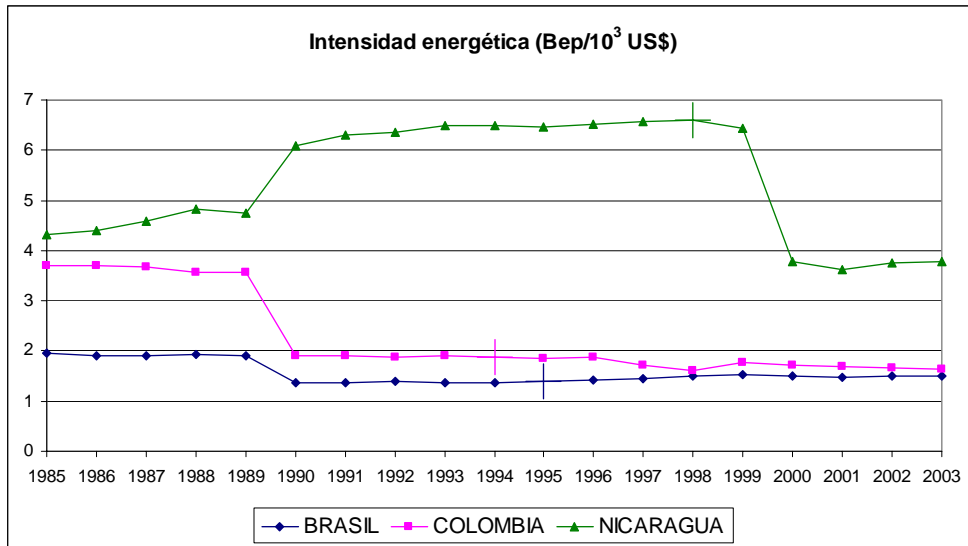


Figura 20. Países con Mercado abierto y propiedad mixta

Con respecto a la variación de las emisiones del sector eléctrico, se puede representar su evolución en el siguiente gráfico.

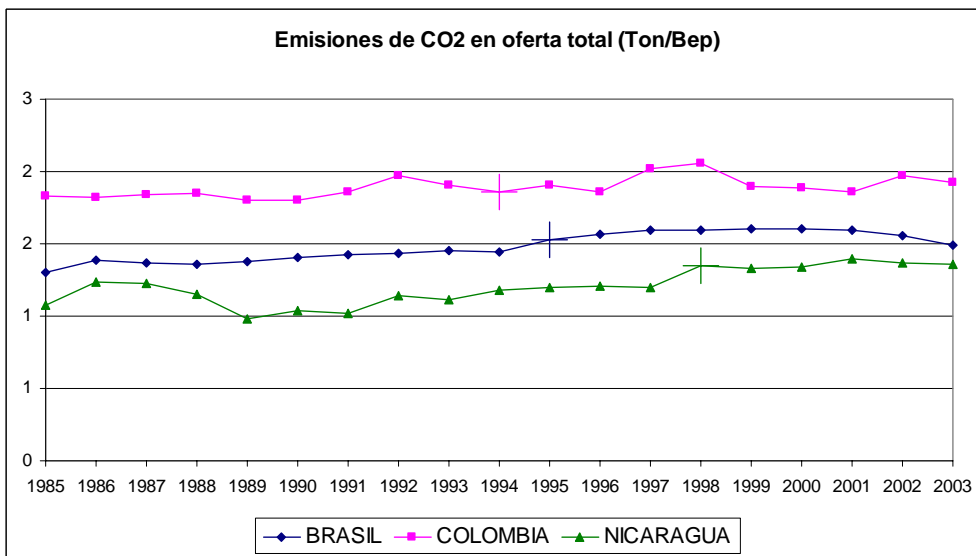


Figura 21. Países con Mercado abierto y propiedad mixta

Las nuevas tecnologías empleadas en la generación térmica reflejan mejoras en la intensidad energética y en las emisiones.

4.3 Países con estructura de comprador único e integrada regulada

El resto de los 26 Países Miembros de OLADE que tienen menor apertura de mercado, se agruparon en este numeral, por ser los que menor influencia tienen sobre el análisis que este estudio pretende realizar.

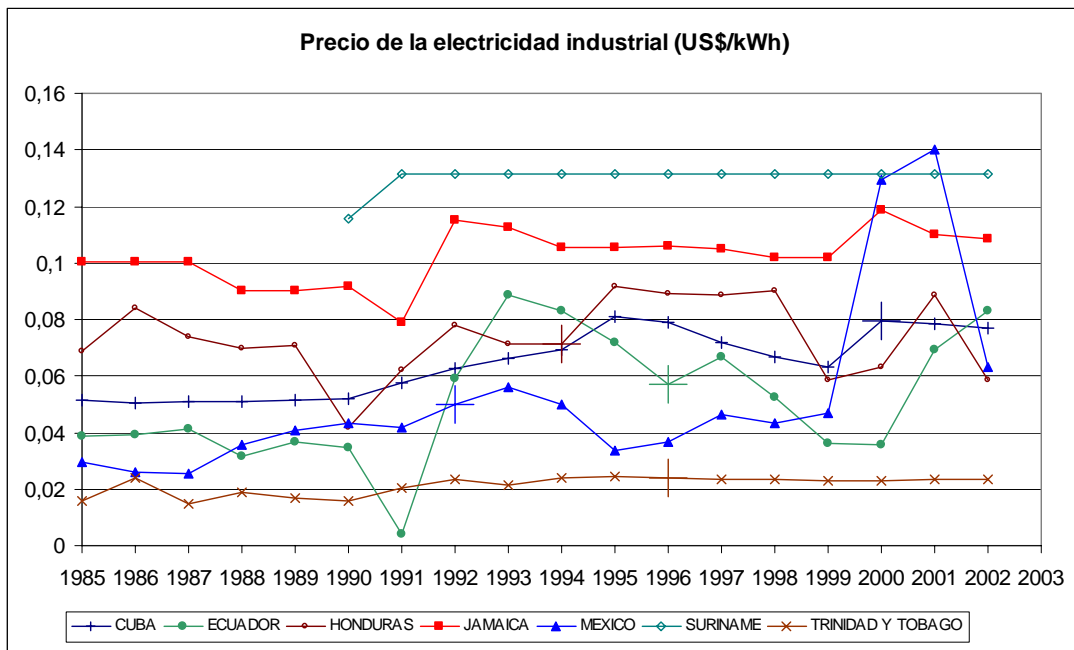


Figura 22. Países con modelo de comprador único

El caso de los países que optaron por un modelo integrado regulado puesto que igualmente, tienen una apertura limitada del mercado, como es el caso del modelo de comprador único, se presentan también en las siguientes figuras.

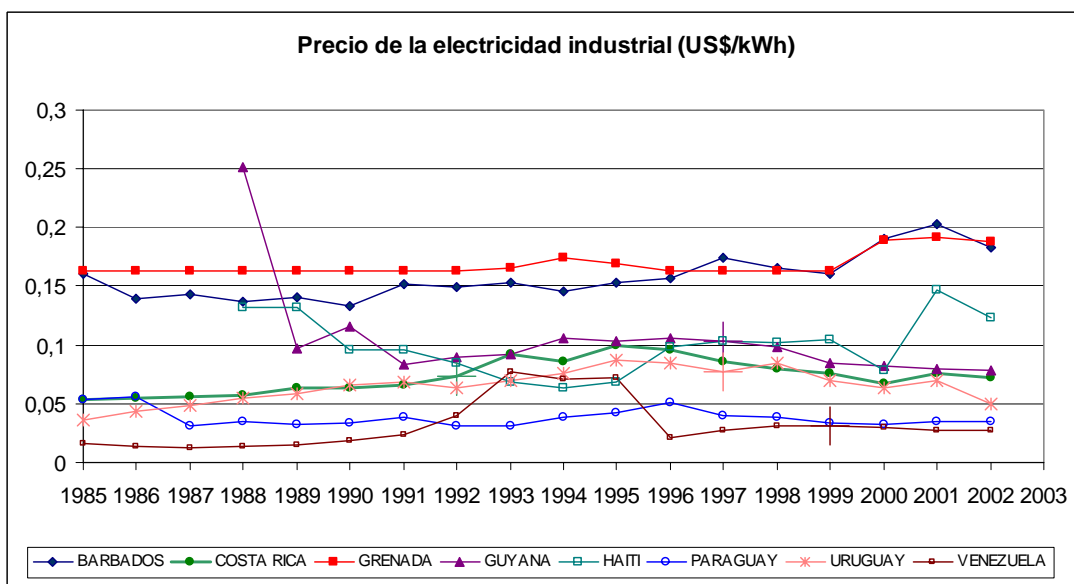


Figura 23. Países con modelo integrado regulado

Para el caso de los precios residenciales la evolución observada se presenta en las figuras siguientes.

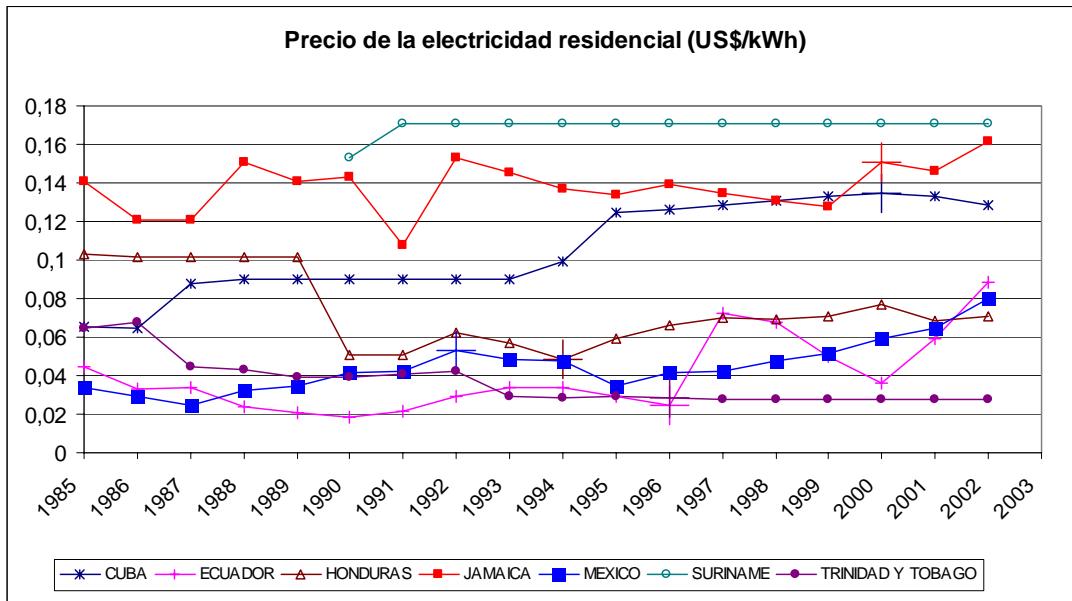


Figura 24. Países con modelo de comprador único

En el grupo con el modelo integrado regulado los precios residenciales tuvieron la evolución de la siguiente figura.

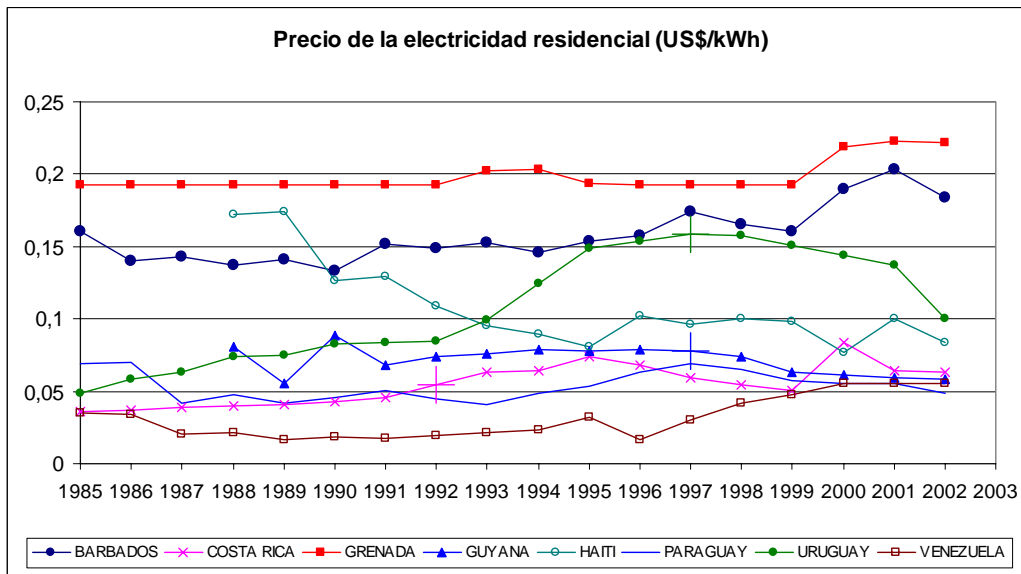


Figura 25. Países con modelo integrado regulado

El esfuerzo que han realizado las empresas eléctricas de los países para reducir las pérdidas ha tenido resultados heterogéneos, pues hay casos donde incluso subió, otros donde se logró mantener y pocos que han bajado el porcentaje de pérdidas.

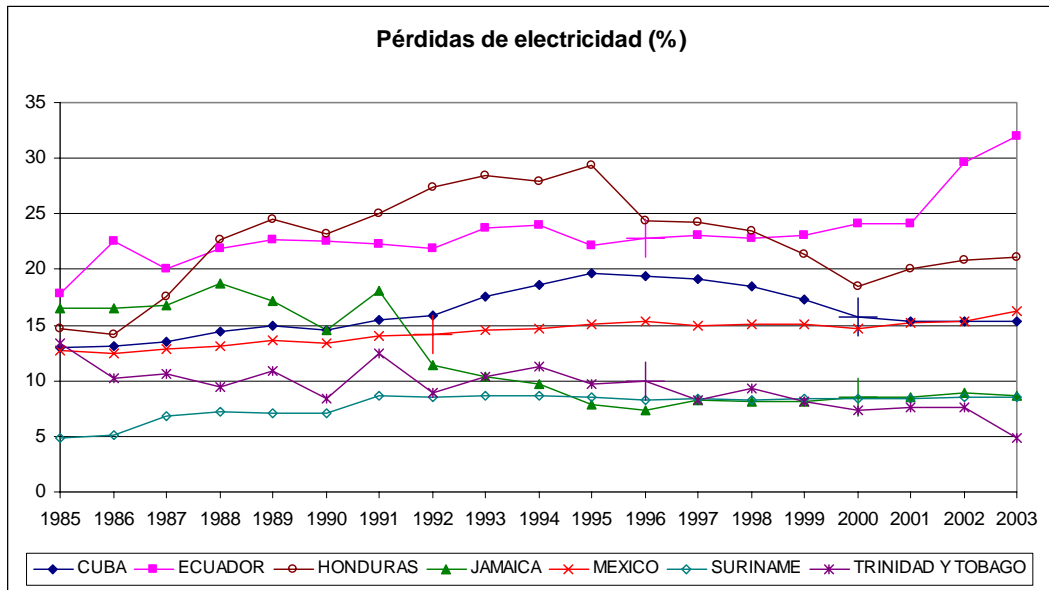


Figura 26. Países con modelo de comprador único

El caso del segundo grupo de países muestra resultados similares.

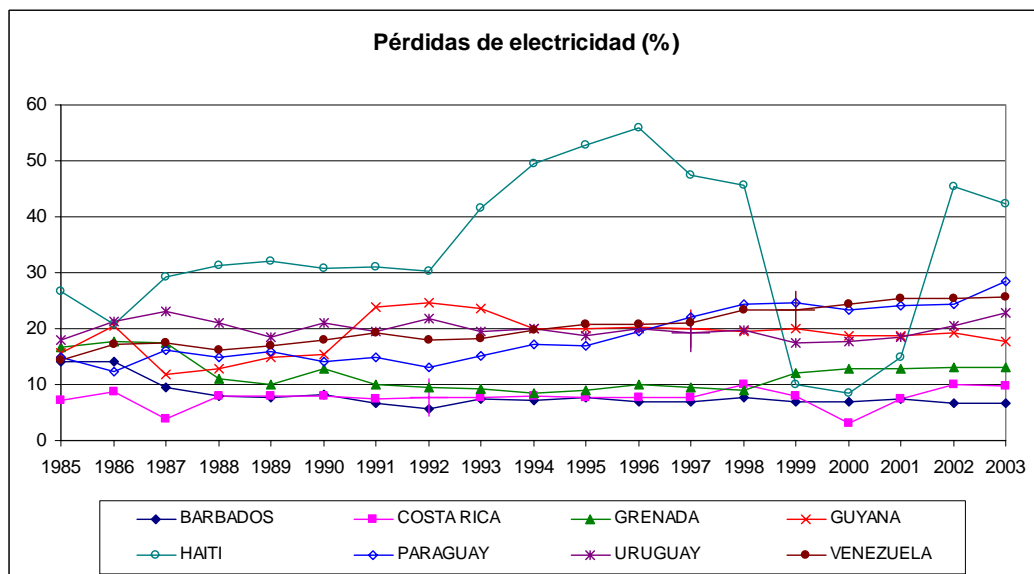


Figura 27. Países con modelo integrado regulado

La evolución de la capacidad instalada en este grupo de países se presenta en las siguientes figuras.

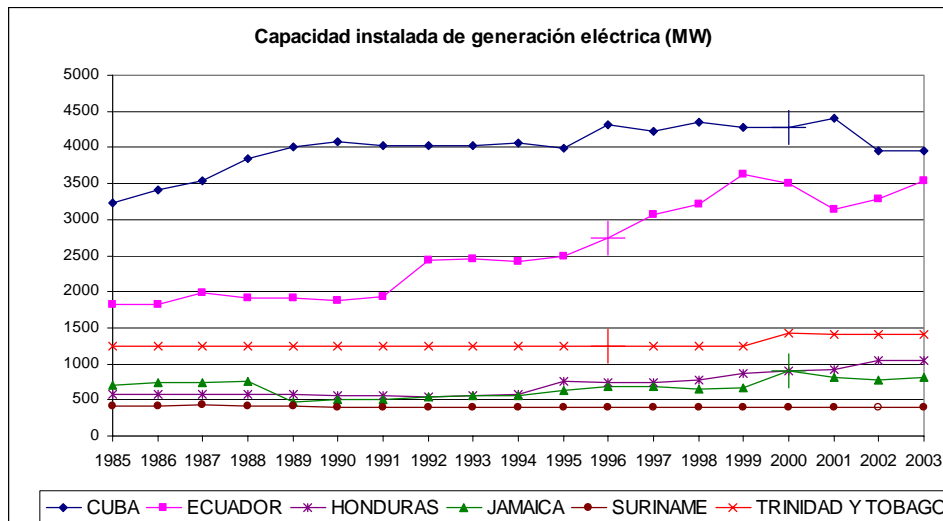


Figura 28. Países con modelo de comprador único

Para este grupo de países se observa que el crecimiento de la oferta eléctrica fue lento; es decir, la captación de inversiones externas no alcanzó los niveles de los países donde el mercado abierto o de libre competencia presentó atractivos claros para los inversionistas.

De este grupo de países fue necesario separar México por la diferencia de capacidad instalada con el resto de países.

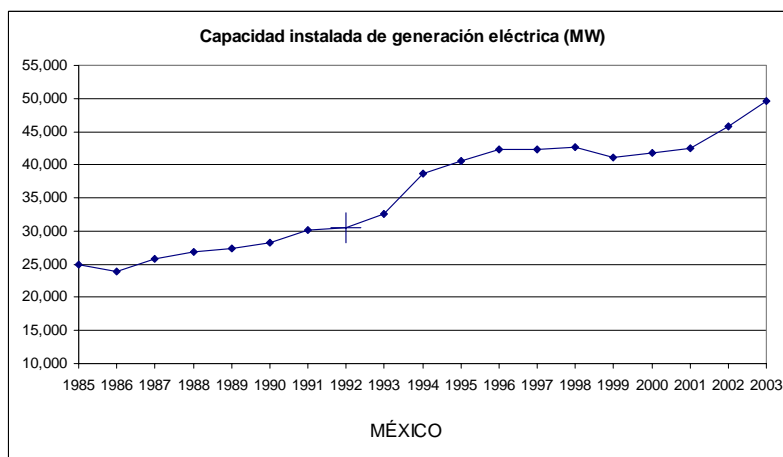


Figura 29. País del grupo con modelo de comprador único

Los países con el modelo integrado regulado se presentan en la siguiente figura.

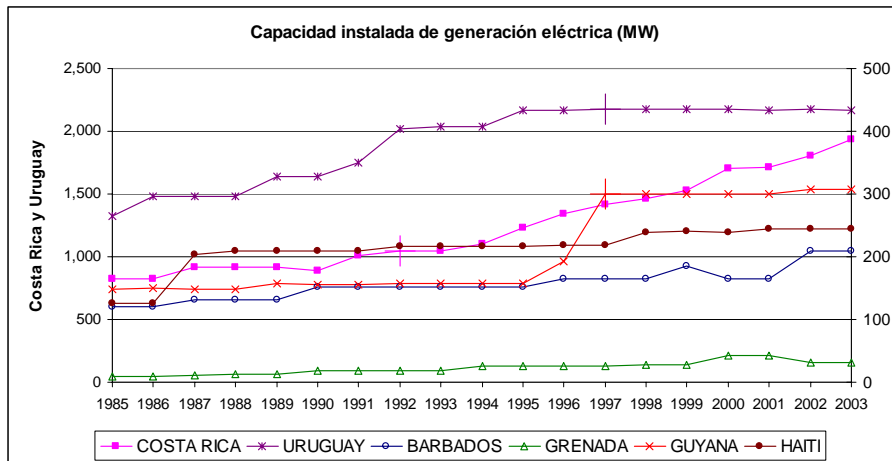


Figura 30. Países con modelo integrado regulado

Venezuela y Paraguay tienen una capacidad instalada considerablemente mayor que los demás países de grupo y se hace necesario presentar la evolución de los dos por separado.

La captación de inversiones externas para este grupo de países fue limitada, si se compara con los países que optaron por el modelo de mercado abierto.

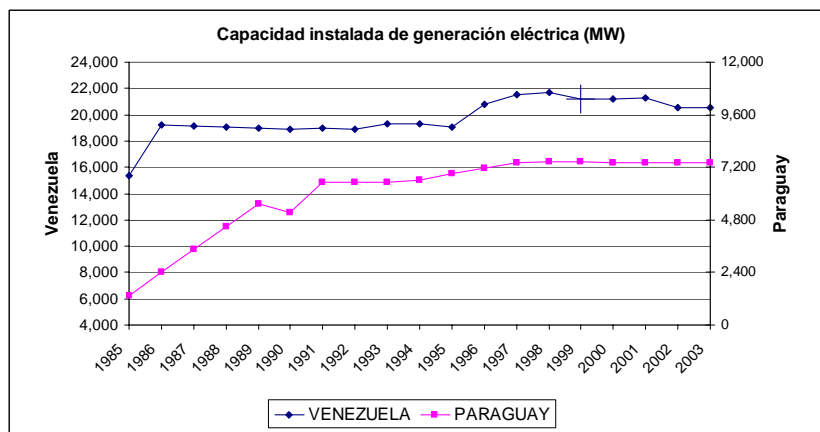


Figura 31. Países con modelo integrado regulado

La intensidad energética en algunos casos bajó, pero hubo casos donde subió.

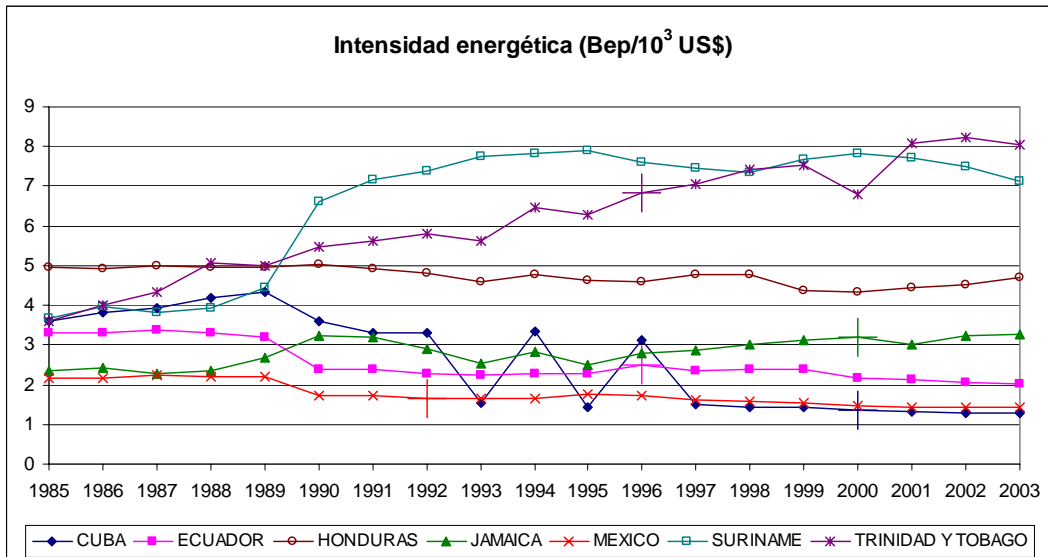


Figura 32. Países con modelo de comprador único

En el segundo grupo de países la situación tiene un carácter similar.

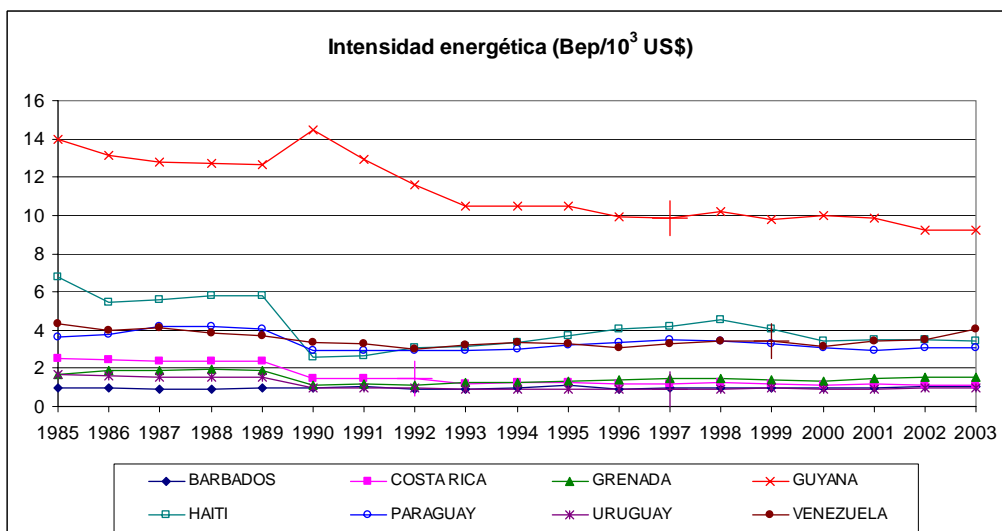


Figura 33. Países con modelo integrado regulado

Las emisiones por unidad de energía se presentan a continuación.

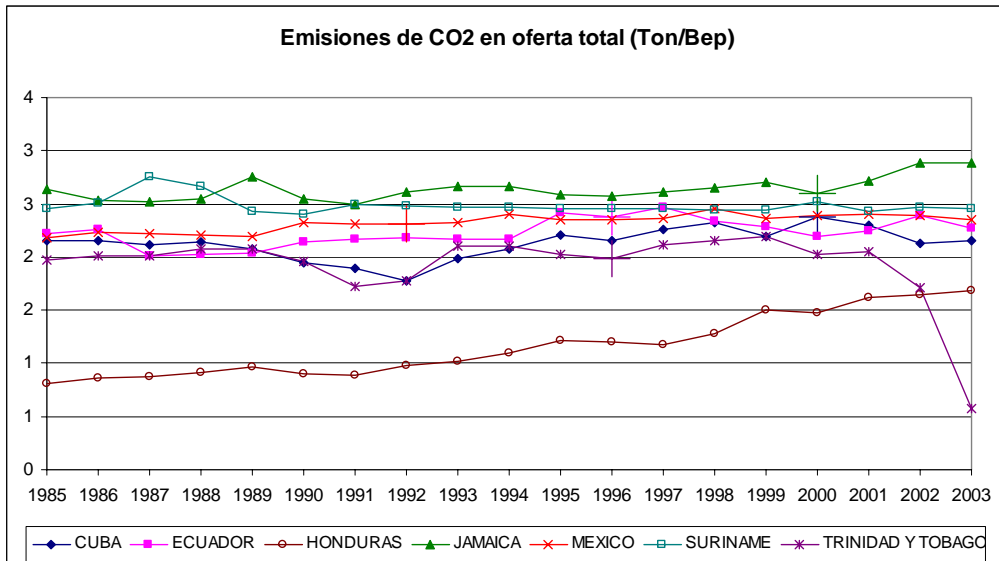


Figura 34. Países con modelo de comprador único

Las emisiones unitarias se mantuvieron, para este caso, indicando que la estructura de la oferta eléctrica se ha modificado poco en los años recientes.

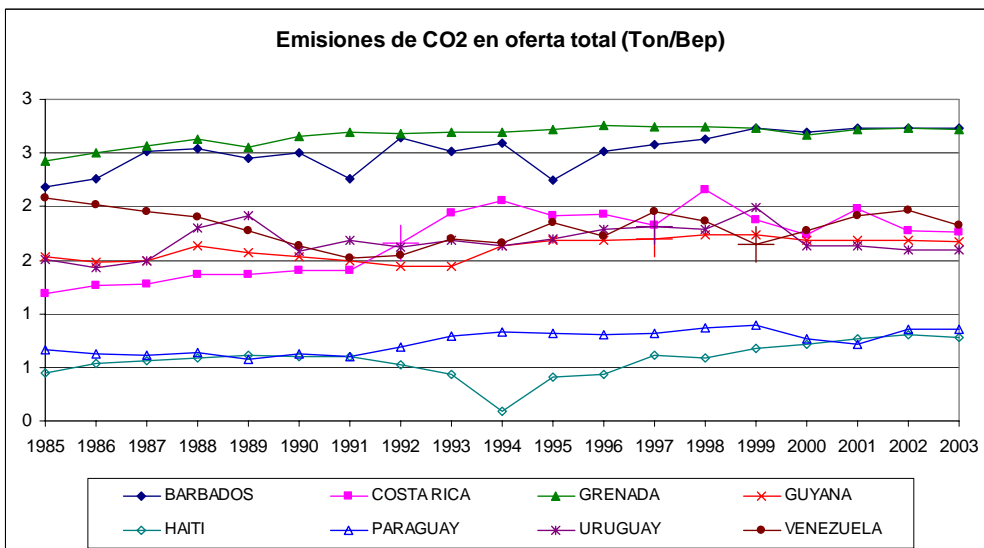


Figura 35. Países con modelo integrado regulado

La variación de las emisiones unitarias es aún menor para este grupo de países.

4.4 Resultados

En términos generales, en los países que optaron por un mercado abierto el sector energético ha logrado mejorar su desempeño con respecto a la situación previa a las reformas; es decir se justifica la mejora de la imagen que el sector energético ha logrado en esos países.

En términos de precios la participación de actores privados ha logrado impulsar una evolución hacia precios reales, pues se observan diferencias claras entre los países con un predominio de la propiedad de las empresas por parte del sector privado respecto de aquellos donde la participación estatal predomina, pues las empresas no han logrado separar la definición de las tarifas de la ingerencia política. La integración se debe anotar como un factor de importancia en la definición de precios, pues las diferencias entre los modelos de los países que se interconectan presionan para que los precios tiendan a igualarse.

Las regulaciones establecidas para reducción de las pérdidas de energía en el sector eléctrico, como parte de las reformas, han dado los frutos esperados en la mayoría de los países con mercado abierto y participación privada dominante. Sin embargo, aún en este grupo, algunos de los países no lograron reducir las pérdidas como se esperaba. Los éxitos provienen de un control casi completo de las pérdidas no técnicas, pero queda abierto todavía el trabajo en las pérdidas técnicas que solo pocos países han emprendido y que gracias a ello están llegando a valores por debajo del 10% que en otras épocas se catalogaba como fuera de las posibilidades de los países de la región.

En los países con mercado abierto y propiedad mixta, privada y estatal, las disposiciones regulatorias para las pérdidas no alcanzaron los resultados apetecidos debido a las presiones políticas que todavía se mantienen.

El resto de países mantiene una participación muy grande de la componente de pérdidas no técnicas dando como consecuencia valores para las pérdidas totales que inciden en la situación financiera de las empresas.

Otro aspecto destacable es la captación de inversiones que los países con mayor apertura en el mercado han logrado y que se comprueba en el crecimiento que la oferta eléctrica ha tenido después de las reformas, mientras que el resto de países han tenido resultados desalentadores en este aspecto y que ponen en peligro incluso la seguridad del abastecimiento.

Asociado a la captación de inversiones, sin embargo, se presenta un aspecto que deberá ser considerado en el futuro. Las importantes reservas de hidro-energía que tiene la región no han tenido el impulso que sería deseable, pues las indudables ventajas financieras que tienen las centrales térmicas han determinado que los inversionistas se inclinen hacia privilegiarlas.

La disponibilidad de recursos fósiles, petróleo y gas, que tiene la región y que podrían servir para la exportación y como aporte a la seguridad energética de los países industrializados van siendo limitados por la falta del desarrollo de las centrales hidroeléctricas que la región tiene posibilidad. Es preciso encontrar el camino para desarrollar el potencial hidroeléctrico con inversiones privadas y es en esta dirección

que Brasil impulsa actualmente una reforma de la estructura del sector eléctrico, buscando que las empresas distribuidoras comprometan la compra de energía de centrales que están en proceso de diseño y construcción de manera de reducir los riesgos financieros de este tipo de instalaciones.

Los países con mercados pequeños no han logrado incorporar el número de actores que sería deseable para establecer competencia y aquellos que todavía no caminan hacia las reformas, deben pensar seriamente en dar pasos mejor meditados y de manera progresiva hacia la opción de mercados de competencia. Recientemente, hay algunos trabajos que hablan de las ventajas que aproximaciones moderadas pueden tener para los Países en Desarrollo¹¹; así como posiciones más radicales que hablan de soluciones con una tercera vía¹². Pero no solo posiciones extremas consideran la necesidad de buscar nuevas opciones, sino que el World Bank en documento reciente¹³ analiza la posibilidad de mejorar la posición de las empresas estatales con base en un mejor sistema de regulación.

Es precisamente el sistema de regulación que debe ser reforzado en los países de la región, pues la escasa experiencia y la base de un sistema jurídico con raíces greco-romanas, como se trata aquel de la mayor parte de los países latinoamericanos, donde la regulación no tenía un espacio establecido, exige un esfuerzo de preparación y de aprendizaje de la experiencia de los países anglosajones que tienen una amplia experiencia con el manejo de un sistema de regulación que nace con los servicios públicos. Por que no importa el modelo que se adopte ni la propiedad de las empresas, existen componentes que deben mantenerse reguladas, entre ellas destacan la transmisión y distribución como monopolios naturales, pero pueden aparecer otros componentes como de los servicios complementarios, de balance y estabilidad de la frecuencia, de estabilidad del voltaje, la seguridad de la transmisión, el despacho económico, que complementarían y mejorarían la estructura actual de los mercados de energía eléctrica¹⁴, de los cuales algunos requieren la presencia de un regulador, pues tienen estructura monopólica.

5. Conclusiones

Las experiencias de operación de los mercados energéticos en Latinoamérica y el Caribe examinados a través de variables e indicadores disponibles en el Sistema de Información Económica – Energética, SIEE, muestran resultados heterogéneos que exigen un análisis en detalle de la situación, contexto, matices, implantados en cada uno de los países que permitan obtener conclusiones categóricas y lecciones que sirvan para todos los países de la región, por esta razón el proyecto ha planteado cuatro estudios de casos que se ejecutarán en otros tantos países, que servirán al propósito de analizar a profundidad esos casos. Sin embargo, hay algunas conclusiones que se pueden adelantar a los mencionados estudios y las presentamos a continuación.

- a. Las soluciones o modelos para el sector energético deberían tomar en cuenta la disponibilidad de recursos energéticos que tiene el país pues, las diferencias a ser consideradas entre un país netamente importador frente a la situación de un país con disponibilidad de recursos propios pueden ser tan sustanciales como el caso de seleccionar fuentes y proveedores, que para el importador le permite libertad en la diversificación de recursos y fuentes mientras que el exportador limita las fuentes al empleo de sus propios recursos. Entonces, para el importador, el plantear y mantener un esquema de competencia resulta más fácil que lo que ocurre con el caso del país que tiene recursos.
- b. La exitosa experiencia que ha tenido Brasil para la expansión de su sistema de transmisión deberá ser examinada por los demás países de la región y tal vez, del mundo, pues los problemas que se viven frente a la escasez de inversiones en esta actividad del sector eléctrico requieren soluciones creativas como aquella aplicada por este país.
- c. Dos grupos de países reflejan éxitos con las reformas, por un lado, aquellos que optaron por un modelo de mercado libre teniendo una demanda suficientemente amplia para que se produzca la aspirada competencia y que, además, llevaron la implantación del modelo hasta la meta propuesta, reflejan resultados satisfactorios en las tarifas, en las pérdidas, en la mejora de la confiabilidad, produciendo una mejora sustancial en la imagen del sector en el público.
- d. Una observación importante resulta de la expansión de la oferta, pues en el tema de atraer inversiones privadas los resultados fueron especialmente satisfactorios mientras la región era una de las metas de los capitales externos, más o menos hasta el 2000.
- e. Por otro lado, los países que por el tamaño reducido de su demanda no se justifica un mercado de competencia y optaron por una estructura de comprador único, también reflejan resultados satisfactorios en los indicadores analizados y en la captación de inversiones privadas.
- f. El número de actores de mayor importancia a escala regional sigue siendo limitado, una decena de empresas, particularmente españolas, de los Estados Unidos y de Francia, tienen inversiones en varios países de la región; mientras que adicionalmente existen varios pequeños inversionistas de nivel local con producciones limitadas de energía.

- g.** Lo anterior tiene dos matices. La integración debería facilitarse puesto que los mismos actores privados y de mayor importancia están presentes en casi todos los países de la región, los enlaces unirían inversiones de un mismo actor en varios países. Pero, por otro lado, los niveles de competencia no mejorarían a través de la interconexión y la integración de un mercado regional pues el número de actores importantes sería el mismo que ya se observa en los países de mayor demanda.
- h.** Independiente del modelo adoptado, el tema de la regulación del sector, en términos de su fortaleza, independencia, preparación de su personal y autonomía, es todavía una tarea pendiente. Cabe recalcar que la regulación proviene de la legislación anglosajona y no de la greco-romana de la que los países de la región derivan su estructura legal y por consiguiente la experiencia de funcionamiento en los países de América Latina es reciente y requiere preparación y consolidación, para que funcione a la altura de los retos que impone un modelo en desarrollo, como es el que vive el sector en la actualidad.
- i.** El desarrollo de las reformas estructurales del sector energético significó una oportunidad en la región para organizar y, en algunos casos, comenzar algunas políticas para conservación del ambiente. Disposiciones que se encontraban dispersas y a cargo de diversos organismos estatales fueron centralizadas y se incluyeron algunos requisitos ambientales para otorgar concesiones y licencias de construcción de obras de infraestructura energética.
- j.** Para el incipiente desarrollo que la eficiencia energética tenía en la región antes de las reformas, la apertura de los mercados de energía eléctrica y la desagregación vertical del sector han traído algunas consecuencias. En términos generales los subsidios tendieron a desaparecer y por lo tanto, los consumidores tienen la señal correcta en el precio para interesarlos e incentivarlos en la incorporación de la eficiencia energética, señal necesaria pero no suficiente. Por otro lado, la nueva estructura del sector se caracteriza por el incremento del número de actores que trae como consecuencia que la responsabilidad del desarrollo de la eficiencia energética se divida; además, los beneficios que la eficiencia presenta para la empresa verticalmente integrada no aparecen claros para algunos de los nuevos actores; particularmente, la mejora en la eficiencia para el conjunto de centrales, que constituyen toda la oferta, no corresponde en la misma medida, para un actor tomado individualmente. Las empresas que cambiaron de propietario han debido consolidar su posición afrontando problemas urgentes para sus accionistas, como son: la mejora de la recaudación, la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, tercerización de varias actividades, integración del personal local a las estrategias empresariales, entre otros. El panorama así descrito, hace que la eficiencia energética tenga una prioridad muy baja en los planes de una empresa y eso, cuando existe algún interés en el tema.
- k.** En este estudio regional se han presentado algunas reformas de segunda generación particularmente en Brasil, Chile y Perú, que deberán profundizarse en los estudios de casos, especialmente en lo que se refiere a las causas que los motivaron y las posibles discusiones internas que servirán, sin lugar a dudas,

para enriquecer el principal objetivo de la segunda fase de este proyecto, que consiste en recopilar las lecciones aprendidas de la operación de los mercados con énfasis en aquellas que servirán para todos los países de la región.

Bibliografía

-
- ¹ Tomado del “Informe Energético 2003” de OLADE.
- ² Tal como informa la página web: <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/contents.html> del Department of Energy de los Estados Unidos.
- ³ OLADE, CAF, Mercados Energéticos. “La Situación Energética en América Latina”, 2002.
- ⁴ Energy Information Administration. Página web: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html>
- ⁵ Petrecolla, Diego y Ruzzier, Christian. “Problemas de Defensa de la Competencia en Sectores de Infraestructura en la Argentina. Temas Universidad Argentina de la Empresa, UADE, Grupo Editorial SRL, 2003.
- ⁶ Precios estacionales. Definidos trimestralmente para las ventas a las distribuidoras con base en una estimación de carácter probabilístico.
- ⁷ Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, “História da Operação do Sistema Interligado Nacional”, Supervisão Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Rio de Janeiro, 2003.
- ⁸ IHH refleja el cuadrado de las participaciones en el mercado.
- ⁹ Ruiz, Gonzalo, “Privatization, Competition Policy, Economic Deregulation and their Impact on Competitiveness: The Case of the Electric Power Market in Peru”. Incluido como parte del libro: Brusick P., Alvarez A.M., Cernat L. y Holmes P., “Competition, Competitiveness and Development: Lessons from Developing Countries”, publicado por United Nations Conference on Trade and Development, UNCTAD/DTC/CLP/2004/1 United Nations Publication.
- ¹⁰ Jamasb, T., Mota, R., Newbery, D., Pollit M. “Electricity Sector Reform in Developing Countries: A Survey of Empirical Evidence on Determinants and Performance”. Cambridge Working Papers in Economics. University of Cambridge/ Massachusetts Institute of Technology. 2004.
- ¹¹ Dendashti, Eddie. “Developing Countries: Restructuring with Benefits from Competition”, Power and Energy, IEEE Periodical. September/October 2004.
- ¹² Electricite de France. “A Third Way for the Global Industry: Monopoly, Competition, Re-regulation”. Published by EDF/DPRI. June 2004
- ¹³ Irwin, Timothy and Yamamoto, Chiaki. “Some Options for Improving the Governance of State-Owned Electricity Utilities”. The World Bank, Washington, DC. February 2004.
- ¹⁴ Stoft, Steven. “Power System Economics: Designing Markets for Electricity”. IEEE Press. John Wiley & Sons, Inc. 2002.