



NACIONES UNIDAS

CEPAL

SEDE SUBREGIONAL EN MÉXICO

**giz**



Ministerio Federal de  
Cooperación Económica  
y Desarrollo

Energía y recursos naturales

# ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMÉRICA Y ACCIONES PARA IMPULSAR PROYECTOS DE GENERACIÓN NACIONAL



NACIONES UNIDAS



SEDE SUBREGIONAL EN MÉXICO

**giz**



Ministerio Federal de  
Cooperación Económica  
y Desarrollo

---

# ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMÉRICA Y ACCIONES PARA IMPULSAR PROYECTOS DE GENERACIÓN NACIONAL

Este documento fue preparado por el consultor Isaac Castillo, Consultor Senior de la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Sede Subregional CEPAL en México. Fue preparado para el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central (CDMER). Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la organización. Fue realizado en el marco del proyecto “Superando obstáculos en la integración energética en Centroamérica y América del Sur” (CEPAL-GIZ, *Climate Change: Old and new opportunities for sustainable energy Integration in Central America and South America. Topic 1-3 Overcoming barriers to Energy Integration in Central America and South America*, GER/10/003).

## ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO .....	7
PRESENTACIÓN.....	9
<b>PARTE I. DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL.....</b>	<b>13</b>
INTRODUCCIÓN .....	15
I. PROYECTOS DE GENERACIÓN REGIONAL.....	17
A. DEFINICIÓN DE PROYECTO DE GENERACIÓN REGIONAL .....	17
1. Tamaño .....	17
2. Fuente primaria de generación.....	18
3. Política energética.....	18
4. Política ambiental .....	20
5. Riesgos inherentes de las inversiones .....	21
B. CONDICIONES PREVIAS PARA VIABILIZAR PLANTAS DE GENERACIÓN REGIONALES .....	21
1. Empresa Propietaria de la Red (EPR).....	22
2. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).....	22
3. Ente operador regional.....	23
4. Reguladores nacionales, OS/OM y empresas .....	23
C. DEMANDA REGIONAL DE ELECTRICIDAD .....	23
D. NUEVAS CONTRATACIONES.....	29
II. ANÁLISIS POR PAÍS .....	31
A. POLÍTICA DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DE LOS PAÍSES DE CENTROAMÉRICA .....	31
1. Costa Rica.....	31
2. El Salvador.....	33
3. Guatemala .....	34
4. Honduras.....	36
5. Nicaragua .....	37
6. Panamá.....	39
III. SECTOR DE ENERGÍA.....	43
A. OPCIONES TECNOLÓGICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN REGIONALES .....	43
1. Hidroelectricidad .....	44
2. Gas natural. Una opción.....	47
3. Gas natural licuado .....	50
4. El carbón .....	51
5. Otras fuentes de energía.....	53
B. EL IMPACTO DE LAS INTERCONEXIONES EXTRARREGIONALES EN LOS PROYECTOS REGIONALES DE GENERACIÓN.....	56
C. DESAFÍOS DE LA REGIÓN .....	58
1. Cobertura sobre transferencia de divisas .....	59
2. Cobertura sobre expropiación .....	60

3.	Cobertura sobre guerra y disturbios sociales .....	60
4.	Cobertura contra incumplimiento de contratos.....	60
<b>PARTE II. PROPUESTAS PARA EL IMPULSO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN REGIONAL.....</b>		<b>65</b>
I.	REFORMAS .....	67
A.	NECESIDAD DE REFORMAS.....	67
B.	LA PROMOCIÓN DE CONTRATOS FIRMES DE LARGO PLAZO Y DE LOS PROYECTOS REGIONALES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD .....	68
1.	Oferta firme de largo plazo .....	69
2.	Demanda firme de largo plazo .....	69
3.	La importancia del mercado de oportunidad .....	70
C.	RIESGO POR LA SUSPENSIÓN DE UN CONTRATO FIRME .....	70
1.	Riesgo/país.....	71
2.	Estabilidad y transparencia del mercado regional.....	73
3.	Los efectos de la crisis económica y financiera internacional sobre las inversiones .....	73
II.	RECOMENDACIONES PARA INSTITUCIONES REGIONALES.....	77
A.	RECOMENDACIONES PARA REFORMAR A LAS LEGISLACIONES Y REGLAMENTOS .....	77
B.	TAREAS DEL CONSEJO DIRECTOR DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (CD MER).....	77
1.	Armonización de las políticas de importación/exportación de electricidad.....	77
2.	Organización.....	78
C.	LAS TAREAS DE LA CRIE .....	82
D.	TAREAS DEL EOR.....	85
1.	Constitución de una base de datos .....	85
2.	Base de Datos para el pronóstico de la demanda.....	86
3.	Utilización de modelos de demanda .....	87
4.	Agregar otros escenarios que impliquen una mayor integración.....	88
E.	LAS TAREAS DE LOS RESPONSABLES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA .....	88
BIBLIOGRAFÍA .....		91
ANEXO I .....		93
<b>ÍNDICE DE GRÁFICOS</b>		
1	CENTROAMÉRICA: TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA, 1990-2010.....	24
2	CENTROAMÉRICA: CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR HABITANTE, 2004 Y 2010.....	25
3	CENTROAMÉRICA: TASAS DE CRECIMIENTO HISTÓRICAS Y PROYECTADAS DE LA DEMANDA MÁXIMA: ESCENARIO MODERADO, 1990-2024.....	26
4	CENTROAMÉRICA: TASAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA, SEGÚN EL GTPIR 2000, 2002, 2005, 2007, 2009 Y 2010.....	27

5	CENTROAMÉRICA: DEMANDA REAL Y DEMANDA PROYECTADA BAJA Y MEDIA, SEGÚN GTPIR, 2000-2010 .....	27
6	NICARAGUA, PANAMÁ, COSTA RICA Y HONDURAS: CONSUMO POR SECTORES, 1990, 1995, 2000, 2005 Y 2010 .....	29
7	CENTROAMÉRICA: NUEVA CAPACIDAD ANUAL SEGÚN ESCENARIO MODERADO, 2011-2025 .....	30
8	CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA, 1990, 1995, 2000, 2005 Y 2010.....	43
9	CENTROAMÉRICA: NÚMERO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE MÁS DE 100 MW Y AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN, 1970-2010.....	45
10	PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES EN LA GENERACIÓN MUNDIAL DE ELECTRICIDAD, 1973 Y 2008 .....	48
11	CENTROAMÉRICA: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA PARA EL PERÍODO 2014-2025 .....	50
12	CENTROAMÉRICA: NUEVA CAPACIDAD POR FUENTE, 2014-2025 .....	57
13	CENTROAMÉRICA: INTERCAMBIO DE ENERGÍA SEGÚN ESCENARIO, 2011-2025 .....	57
14	CENTROAMÉRICA: EQUIVALENCIA EN PORCENTAJE DE LOS INTERCAMBIOS DE LA DEMANDA REGIONAL, 2011-2025 .....	58
15	CENTROAMÉRICA: INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA, 2006-2010 .....	74
16	CENTROAMÉRICA: VARIACIÓN DEL PIB POR HABITANTE, 2005-2010.....	75
17	CENTROAMÉRICA: VARIACIÓN DEL CONSUMO FINAL DE PETRÓLEO, 2006-2010.....	76

## ÍNDICE DE RECUADROS

1	RIESGOS DE UN PROYECTO DE INVERSIÓN EN ENERGÍA .....	71
---	--	----



## RESUMEN EJECUTIVO

La inminente puesta en operación comercial de la mayor parte de los tramos de la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), y la finalización de dicho proyecto, prevista para el tercer trimestre de 2013, convierte en impostergable la tarea de promoción de proyectos de generación con la finalidad de exportar parcial o totalmente su energía a través de la infraestructura de la transmisión existente. Ciertamente, la puesta en operación comercial de la línea del SIEPAC es una condición necesaria pero no suficiente para el desarrollo de proyectos de generación regionales.

Se considerarán plantas regionales (o proyectos regionales de generación eléctrica, PRG) aquellas instalaciones de generación de electricidad que mantengan un contrato de entrega de energía firme, de largo plazo, con uno o con varios agentes del mercado, ubicadas en un país diferente al de aquel en donde se encuentran ubicados al menos uno de los compradores. Esta definición excluye la posibilidad de considerar a las plantas mercantes regionales como tal, ya que es muy improbable que inversionistas, públicos o privados, se arriesguen a invertir en producción eléctrica regional sin disponer de un contrato firme de largo plazo.

La existencia de PRG es un requisito indispensable para la consolidación de la integración eléctrica regional en la medida en que permitirá el aumento de las transacciones entre los países, de una manera firme y en mayores volúmenes, asegurando así el uso de la infraestructura de transmisión de la línea del SIEPAC y de los sistemas de transmisión nacionales así como el aumento de los beneficios del proyecto SIEPAC.

El desarrollo de carácter regional de PRG es uno de los elementos sobre los cuales descansa el proyecto de integración eléctrica regional. El artículo 9 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TMMEAC) insta a los gobiernos a establecer las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional. El SIEPAC dota a los países de una importante capacidad de transmisión regional, que permitirá respaldar ampliamente las transacciones regionales de energía; sin embargo, aún está en proceso la implementación de varias interfases para la armonización entre las regulaciones nacionales y la regional, así como la armonización de las políticas de importación/exportación de electricidad. Lo anterior será fundamental para superar los temores tradicionales a la suscripción de contratos de largo plazo de compraventa de energía firme: a) desde el punto de vista de un potencial y factible país o del agente comprador, la preocupación por la dependencia de energía eléctrica y las consecuencias del no cumplimiento de las entregas comprometidas, y b) por el lado del país o del agente vendedor, el temor a que no se respeten los compromisos suscritos en sus contratos.

Tanto las legislaciones como las regulaciones de los países signatarios del TMMEAC están orientadas todas, directa o indirectamente, a satisfacer de manera prioritaria las necesidades nacionales, lo cual parece una posición natural y legítima de los órganos legislativos de cualquier país de promulgar leyes que privilegien a sus mercados nacionales, concepción que el nacimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) obliga a revisar.

Aunque en todas las legislaciones está permitida de manera explícita la actividad de exportación y/o importación de energía, las regulaciones nacionales suponen que dichas actividades se realizan de manera temporal para complementar la oferta nacional ante situación de escasez o aprovechamiento de mejores precios de la energía importada, según sea el caso. En ningún momento se pensó que los intercambios de energía podrían ser una forma de abastecimiento confiable a largo plazo.

La autonomía o autoabastecimiento han sido el concepto rector de las políticas energéticas de los países de la región y en particular de las políticas de electricidad. Los planes de expansión en los segmentos de generación y transmisión de energía se realizan con el fin exclusivo de abastecer la demanda nacional con criterio de mínimo costo. Considerar en los planes a futuro plantas que exporten energía de manera firme y por prolongados períodos de tiempo no es una práctica normal en el ejercicio de planificación, sea ésta puramente indicativa u obligatoria. El nacimiento del MER y el surgimiento de un Séptimo Mercado (M7), conformado por las transacciones de compraventa de energía por parte de los agentes del MER, obligarán al grupo técnico regional encargado de la planificación indicativa a replantear las hipótesis y estudiar escenarios que fomenten y posibiliten el crecimiento sostenido del M7.

El TMMEAC y sus protocolos, así como el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), constituyen los instrumentos legales que cuentan con el consenso y la aprobación de los seis Estados signatarios de los mismos y de sus instituciones. Sobre esa base, el Consejo Director del MER (CD MER) debe requerir de los Estados su colaboración y esfuerzos para la conformación del M7, sobre la base de una “gradualidad” razonable.

El M7 debe ser concebido como la sumatoria de las porciones de los mercados nacionales que son “cedidos” voluntariamente para transacciones de energía firme, de acuerdo con un programa que cuente con una gradualidad razonable, más las transacciones de oportunidad, cuya única limitante sea su viabilidad técnica y económica. El M7 deberá ser visto, por tanto, desde la oferta (generación), como desde la demanda (consumo).

La promoción del PRG requiere un esfuerzo coordinado de todos los organismos regionales y de los países. Algunas de las acciones recomendadas son en realidad tareas pendientes sobre la implementación del RMER y de las interfases bien conocidas por los países; sin embargo, otras tienen que ver con las importantes tareas que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el CD MER están llamados a cumplir. En los casos de la CRIE y los entes reguladores nacionales, las adecuaciones que se requieren en leyes y reglamentos, para eliminar las barreras a los intercambios internacionales de energía, giran alrededor del concepto de la prioridad de la atención a la demanda nacional, en el caso de que, simultáneamente, se produzcan exportaciones firmes y déficit de energía a nivel nacional. En el caso del CD MER, se recomiendan acciones para la armonización de las políticas de importación/exportación de electricidad y la constitución del Grupo Técnico para la promoción de proyectos regionales de generación de electricidad.

Uno de los aspectos más relevantes para la promoción de los PRG y para el desarrollo del MER es la necesidad que la CRIE propicie, en coordinación con los reguladores nacionales, la realización de licitaciones de compras de energía para los mercados regulados, que son atendidos por las empresas distribuidoras, en actos públicos internacionales y considerando, en una primera fase, ofertas de suministro por parte de agentes generadores ubicados en otros países. En una segunda fase, se deberá buscar una plena coordinación de las licitaciones (compras en forma conjunta) referidas para las principales distribuidoras de los países. De esta manera se fomentará un crecimiento sostenido del M7, aumentando la demanda a niveles que resulten atractivos a la oferta excedente firme de generadores regionales mediante contratos firmes de largo plazo.

## PRESENTACIÓN

La integración eléctrica centroamericana es una iniciativa regional de larga trayectoria, cuyos lineamientos para su desarrollo se encuentran en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TMMEAC). Dicho tratado, que fue aprobado por los Presidentes de los países centroamericanos en diciembre de 1996 y ratificado posteriormente por las Asambleas de los países. En él se establecen las bases para la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo con el objetivo de contribuir al desarrollo sostenible de la región, basado en los principios de competencia, gradualidad y reciprocidad.

A partir de la suscripción del tratado referido, los avances han sido notables, sobre todo si se tiene presente que se han dado en forma paralela a la reestructuración y transformación de los subsectores eléctricos nacionales, procesos iniciados en la década los noventa que han llevado, en la mayor parte de los países, a la adopción de nuevos modelos de organización, desarrollo y gobernanza de sus respectivas industrias eléctricas.<sup>1</sup>

Entre los principales hitos y avances regionales de este proceso de integración pueden citarse los siguientes:

1) La elaboración, discusión y aprobación del diseño general del MER. Este diseño ha partido de premisas que toman en cuenta los factores y heterogeneidad que caracterizan la realidad de los mercados nacionales. Propone la conformación de un “Séptimo Mercado”, en convivencia con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con reglas independientes que las de éstos, y puestos en contacto exclusivamente en los puntos de la Red de Transmisión Regional definidos como fronteras entre mercados nacionales y el mercado regional.

2) La creación de los organismos regionales establecidos en el tratado y sus protocolos: la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), encargada de la regulación del MER; el Ente Operador Regional (EOR), encargado de la operación del MER, y el Consejo Director del MER (CD MER), que es el responsable de impulsar el desarrollo del mercado regional y de adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del TMMEAC y sus protocolos.

3) La conformación de una empresa multinacional encargada de desarrollar las obras físicas de la interconexión regional (Empresa Propietaria de la Red, EPR). Esta empresa ha tenido a su cargo la construcción del SIEPAC, infraestructura regional de gran envergadura esencial para el desarrollo del MER cuya obra física reportaba un avance del 93% en noviembre de 2012 (11 de sus 14 enlaces se

---

<sup>1</sup> Para tener una idea de las dimensiones de esta transformación, obsérvese que a inicios de la década de los noventa solamente seis agentes (seis empresas eléctricas estatales integradas verticalmente) constituían los actores dominantes en las industrias eléctricas nacionales de los países centroamericanos. Únicamente un país contaba con un ente regulador autónomo del servicio de electricidad. En 2011 la subregión contabilizó un total de 327 agentes (186 en el segmento de la generación o producción de electricidad, 9 en la transmisión, 52 en la distribución, 24 comercializadores y 65 grandes consumidores). Todos los países cuentan con entes reguladores autónomos o semiautónomos. Dos países tienen organismos administradores de sus respectivos mercados de electricidad.

encuentran ya en operación comercial), estimándose que el proyecto quedará concluido durante el tercer trimestre del año 2013.<sup>2</sup>

4) Elaboración y aprobación de reglamentos para operación del MER. Inicialmente fue aprobado un reglamento transitorio que sirvió por muchos años de base para la operación y las transacciones regionales de energía. El reglamento definitivo entró en vigencia plena a partir de enero de 2013.

No obstante lo avanzado de la iniciativa de integración, se continúa impulsando desde la óptica nacional la expansión de cada uno de los sistemas eléctricos. Desde hace varios años se han venido realizando estudios de planificación indicativa regional (de la expansión de la generación); sin embargo, todavía no ha sido posible movilizar inversiones en la producción de electricidad de proyectos regionales. Cabe mencionar que algunos agentes generadores empiezan a planificar sus expansiones, considerando las posibilidades de exportación de energía. Las instituciones nacionales, de al menos dos países, han dado los primeros pasos para buscar suministro de energía en el MER al tomar en consideración la posibilidad de suministro foráneo en las licitaciones de compra de energía de las principales distribuidoras.

Aun con los avances referidos, existen obstáculos para viabilizar el surgimiento de un mercado de transacciones a término y de largo plazo dentro del MER. Estos obstáculos están en su mayor parte relacionados con los aspectos regulatorios (la armonización de las regulaciones nacionales y la regional y el aún incipiente proceso de empoderamiento y fortalecimiento del regulador regional) y con otros factores que afectan la materialización de inversiones en generación regional (por ejemplo, las diferentes condiciones de los mercados nacionales para recibir y/o autorizar inversiones dedicadas a la exportación). Lo anterior visualiza un panorama difícil para el desarrollo de plantas de generación regional en los primeros años de operación del MER. Esa problemática se aborda en el presente documento, en el cual se identifican las principales limitaciones existentes en cada país y en el que se propone una estrategia para la formación de la demanda eléctrica regional y la promoción de inversiones en generación eléctrica regional. El documento responde a una solicitud del CD MER a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Un informe preliminar fue presentado y discutido en dos seminarios-taller realizados durante el año 2012 en San Salvador, El Salvador el pasado 29 de marzo, y el segundo en Managua, Nicaragua, el 8 de junio. El primer seminario-taller fue dedicado a los representantes del CD MER y del EOR; ministerios e instituciones encargadas del sector energía; operadores y administradores de los mercados eléctricos nacionales, y al sector privado. El segundo seminario-taller fue preparado para la CRIE y los entes reguladores de electricidad de los países. En ambos seminarios se contó con la colaboración del Sistema de Integración Centroamericana (SICA) y del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

El documento fue elaborado por el consultor Isaac Castillo. La coordinación, supervisión y revisión fue realizada por el señor Edgardo Alfredo Calderón, Secretario Ejecutivo del CD MER y el

---

<sup>2</sup> El SIEPAC está conformado por un sistema de interconexión eléctrico, con una longitud aproximada de 1.800 km y una inversión cercana a los 500 millones de dólares. Contempla líneas de transmisión eléctrica a 230 kW de un circuito, con torres previstas para un posible futuro segundo circuito. Se incluyen aproximadamente 298 MVAR de equipos de compensación. El proyecto se conecta a las redes nacionales de cada país mediante un total de 28 bahías de acceso en 14 subestaciones. El centro de control del Ente Operador Regional (EOR) se encuentra equipado con un sistema SCADA/EMS (equipo y software para el control en tiempo real de la operación del sistema eléctrico regional). Uno de los cables de guarda de la línea ha sido equipado con fibras ópticas, con lo cual el proyecto proveerá un medio de conexión entre los diferentes sistemas de telecomunicaciones presentes en los seis países. El SIEPAC se ha llevado a cabo con el apoyo de la banca multilateral, en especial del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

señor Víctor Hugo Ventura, Jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Sede Subregional de la CEPAL en México. En los trabajos finales para la publicación se contó con el apoyo los señores Ryan Carvalho, Manuel Eugenio Rojas, Eugenio Torijano y Nohemí Vázquez, de la CEPAL México. De vital importancia resultó el apoyo financiero de la cooperación de la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GIZ).

Se agradecen los comentarios y observaciones recibidos durante los dos seminarios-taller mencionados, así como durante las múltiples consultas, entrevistas y videoconferencias con funcionarios y representantes de las instituciones nacionales y regionales y de las empresas (públicas y privadas) del subsector eléctrico centroamericano.



**PARTE I**  
**DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL**



## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional es uno de los elementos sobre los cuales descansa el proyecto de integración eléctrica regional. El artículo 9 del Tratado Marco insta a los gobiernos a establecer las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional. Uno de los objetivos dentro del SICA es el de promover el desarrollo gradual de un mercado eléctrico regional competitivo, mediante líneas de transmisión regional y la promoción de la generación regional.

La existencia de plantas eléctricas regionales es un requisito indispensable para la consolidación de la integración eléctrica regional, en la medida en que permitirá el aumento de las transacciones entre los países, de una manera firme y en mayores volúmenes, asegurando así tanto el uso de la infraestructura de transmisión de la línea del SIEPAC y de los sistemas de transmisión nacionales, como el aumento de los beneficios del proyecto SIEPAC.

Las plantas eléctricas regionales con vocación de exportar <sup>3</sup> energía de manera firme y a largo plazo pueden aprovechar las economías de escala que existen en la actividad de generación y ofrecer precios más competitivos, desplazando la generación más costosa, lo cual beneficiará finalmente a los consumidores de la región centroamericana. Las plantas eléctricas regionales de gran tamaño, además de aprovechar las economías de escala, impulsarán la ampliación de las redes de transmisión tanto nacionales como regionales, y finalmente contribuirán a la consolidación y profundización de la integración eléctrica regional.

La inminente puesta en operación comercial de la mayor parte de los tramos de la línea del SIEPAC durante los últimos meses de 2011 (más del 95% de los tramos), y del resto hacia mediados del 2012, convierten en impostergable la tarea de promover proyectos de generación con vocación de exportar parcial o totalmente su energía a través de la infraestructura de transmisión existente (nacional y regional). Sin embargo, la puesta en operación comercial de la línea del SIEPAC es una condición necesaria pero no suficiente para el desarrollo de proyectos de generación regionales.

El MER está constituido por el Sistema Eléctrico Regional, a su vez conformado por los sistemas eléctricos nacionales, las líneas de interconexión existentes y el primer sistema de transmisión regional que es la línea SIEPAC y sus equipos complementarios, y también por un conjunto de reglas y normas que permiten la operación del M7, contenidas en el RMER y en las regulaciones nacionales.

A la terminación y puesta en marcha de la línea del SIEPAC, que constituye la base física para el incremento en la capacidad de transmisión regional y con ello la posibilidad de un mayor volumen de transacciones regionales, hay que agregar el cumplimiento de una serie de requisitos establecidos en el RMER que aún están pendientes de realizar; algunos de estos son responsabilidad de los entes reguladores y operadores de los países, otros de la CRIE y del Ente Operador Regional (EOR), y sin los cuales no es posible que el mercado opere eficientemente y existan contratos firmes de largo plazo y por consiguiente la promoción de la construcción de plantas eléctricas regionales.

---

<sup>3</sup> El RMER usa los conceptos de inyección y/o retiro en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR), lo que provoca flujos de energía en las líneas de transmisión que atraviesan las fronteras políticas de los países. Esos flujos de energía se denominan exportaciones o importaciones, y esas líneas de transmisión se han denominado líneas de interconexión o interconexiones. En este documento se utilizarán los conceptos de exportación y/o importación para facilitar la comprensión, a la vez que no distorsionan el resultado del estudio.

Los contratos firmes <sup>4</sup> de largo plazo y los derechos firmes de transmisión asociados a él son esenciales para la existencia de proyectos de generación regional. Los contratos firmes de largo plazo aseguran al proyecto un flujo regular de ingresos por la venta de electricidad, que permite a sus dueños recibir una rentabilidad adecuada, reduciendo parte del riesgo y facilitando así su financiamiento. Este tipo de contratos también permiten a la parte compradora la seguridad del abastecimiento y una mayor estabilidad de los futuros precios.

El propósito de este informe es analizar las regulaciones y leyes eléctricas nacionales, para identificar las barreras que podrían incidir en la realización de proyectos de generación regionales, conjuntamente con los requerimientos del MER, así como hacer propuestas y recomendaciones a los organismos regionales y a los países para promover plantas regionales de generación eléctrica. No solamente inciden aspectos meramente regulatorios sino también legislaciones ambientales y de política fiscal en la promoción de dichos proyectos. Finalmente, es la política energética de los países la que define realmente la posibilidad de construir plantas de generación con vocación regional.

Una herramienta indispensable para analizar las posibilidades de construcción de plantas regionales a futuro es el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación período 2010-2025, elaborado por el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) del CEAC. El Plan del CEAC permite analizar, con base en 12 escenarios, las opciones tecnologías de generación, el tamaño de las plantas y los intercambios internacionales, y con ello anticipar los futuros deseables, pero posibles, del sistema eléctrico regional.

---

<sup>4</sup> El RMER define el contrato firme como aquel contrato en el cual se da prioridad al suministro de la energía contratada a la parte compradora en el contrato y que además tiene asociados Derechos de Transmisión entre los nodos de inyección y retiro (véase el Libro 1 del RMER).

## I. PROYECTOS DE GENERACIÓN REGIONAL

### A. DEFINICIÓN DE PROYECTO DE GENERACIÓN REGIONAL

El concepto de planta regional no está definido en el Tratado Marco (TM) ni en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER); sin embargo, para los propósitos del presente trabajo se considerará planta regional aquella instalación de generación de electricidad que mantenga un contrato firme de largo plazo<sup>5</sup> con un agente del mercado o con varios, y que la planta de generación, que se comprometa en el contrato,<sup>6</sup> se encuentre ubicada en un país diferente al de aquel en donde se encuentra ubicado el comprador.<sup>7</sup>

La existencia de plantas regionales tiene también otras implicaciones. Es un requisito del RMER que un contrato firme, sin importar su duración, disponga de Derechos de Transmisión (DT), que aseguren el transporte de la energía entre los nodos definidos en el contrato. No puede existir un contrato firme sin los derechos de transmisión asociados.

La definición apenas esbozada de planta regional excluye la posibilidad de que ésta se instale sin un contrato firme de largo plazo; o sea como una *merchant plant* que realiza únicamente transacciones regionales de oportunidad. Aunque es posible que esto suceda, es muy improbable, sobre todo para nuevos proyectos. Es muy difícil que inversionistas, públicos o privados, se arriesguen a invertir en plantas regionales con intenciones de exportar sin disponer de un contrato firme de largo plazo, que les asegure un flujo de ingresos estable que permita recuperar la inversión.

Los contratos firmes de largo plazo tienen un doble propósito: el primero, asegurar al comprador el suministro y la estabilidad del precio de la energía por el período de duración del contrato; y en un segundo término, el de garantizar al productor un flujo de ingresos a futuro, regulares y predecibles, y con ello facilitar el financiamiento de la obra. Las transacciones de oportunidad no promueven los proyectos de generación con vocación regional ni las posibilidades de aprovechar los beneficios derivados de las economías de escala, cuando estos proyectos sean de gran tamaño, así como tampoco promueven el crecimiento de las redes regionales de transmisión, ambos objetivos centrales del Tratado Marco.

#### 1. Tamaño

Identificar un tamaño mínimo para definir una planta de generación regional no es un ejercicio concluyente. El concepto del tamaño mínimo es relativo, depende del tamaño del sistema eléctrico que está en constante crecimiento. El tamaño no es una restricción para las plantas regionales; basta pensar que el primer contrato con características de contrato firme regional de largo plazo está firmado entre la central hidroeléctrica Xacbal de Guatemala y la distribuidora CAEES en El Salvador por 30 MW, con una duración de 15 años (la planta tiene una capacidad total de 94 MW).

En la región no existen plantas de gran tamaño. Hay únicamente tres plantas de generación con capacidad mayor de 300 MW, todas hidroeléctricas. La última de éstas entró en operación hace más de 20 años. Es claro que el crecimiento de la demanda y de los sistemas eléctricos facilitará la instalación de plantas de generación cada vez de mayor tamaño.

<sup>5</sup> Largo plazo será definido arbitrariamente como 10 años o más.

<sup>6</sup> La parte vendedora y/o compradora en el contrato puede ser igualmente un comercializador.

<sup>7</sup> En realidad, un contrato firme, de acuerdo con el RMER, es posible sólo entre agentes de distintos países.

En los Planes Indicativos de Expansión Regional de la Generación realizados por el CEAC se consideran, entre varias hipótesis, restricciones al tamaño de la capacidad instalada para el desarrollo de centrales hidroeléctricas por razones económicas y ambientales. Se reconoce que los riesgos son proporcionales al tamaño del proyecto hidroeléctrico, para lo cual se definen tres escenarios de restricción para el desarrollo hidroeléctrico: restricción media, fuerte y sin restricciones de acuerdo con el tamaño de la planta. La adopción de dichas limitaciones es razonable en el tenor de la baja aceptación social que tiene la construcción de grandes presas.

Las restricciones asumidas en el Plan del CEAC tienen implicaciones decisivas para el desarrollo hidroeléctrico de la región. La restricción media, que descarta la construcción de plantas de más de 150 MW, elimina cerca del 60% de la energía que podrían aportar todos los proyectos hidroeléctricos identificados; mientras que la restricción fuerte, que descarta la construcción de plantas de más de 75 MW, dejaría disponible sólo el 20% del total de la energía, que podrían aportar los proyectos hidroeléctricos. De acuerdo con la opinión del CEAC, la restricción media corresponde a la situación actual, con base en la experiencia en el desarrollo y la construcción de proyectos hidroeléctricos.

## **2. Fuente primaria de generación**

Otro de los aspectos a destacar con relación a las plantas regionales es la fuente primaria de generación. Aun cuando el artículo 1 del Tratado Marco establece que la formación y el crecimiento del mercado eléctrico regional debe contribuir al desarrollo sostenible, en un marco de respeto al medio ambiente, se deja abierta la posibilidad de que las plantas de generación regional puedan usar cualquier fuente de energía primaria, desde las más convencionales como la hidroenergía, los derivados del petróleo, el gas natural, el carbón y la energía nuclear, hasta las menos convencionales como la eólica, la solar, y la biomasa.

En tal sentido, la selección de la fuente primaria para la generación de electricidad estará determinada por varios factores: la inversión inicial, el financiamiento, los costos de operación y mantenimiento, los precios internacionales de los combustibles importados, las restricciones ambientales, entre otros.

No obstante, existe en la región un compromiso en promover el uso de las fuentes renovables de energía, especialmente en la generación de electricidad, mediante el uso de los recursos naturales de los que dispone la región, como la hidroenergía o la geotermia a fin de reducir la dependencia del petróleo importado con base en los compromisos adquiridos por los países en el XIV Foro de Ministros de Energía de América Latina y el Caribe en noviembre de 2003, contenidos en la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020.

La finalidad de las plantas regionales no es exclusiva de las nuevas plantas. En la medida en que a las plantas ya existentes se les termine su compromiso contractual, podrán igualmente participar en contratos firmes regionales.

## **3. Política energética**

Los Ministerios de Energía e instituciones similares de la región han suscrito la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020, mediante la cual se privilegia el desarrollo de las fuentes renovables de energía, haciendo énfasis en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y al

cumplimiento de los acuerdos y tratados internacionales en esta materia. Individualmente, cada país en la región ha elaborado planes de energía de largo plazo que privilegian el desarrollo de las fuentes renovables de energía, en general, para la generación de electricidad, en particular.

La mayoría de los países de la región cuentan con legislaciones especiales para el incentivo en la utilización de fuentes renovables en la generación de electricidad; gran parte de estos incentivos son principalmente exoneraciones fiscales durante los primeros años de operación de la planta.

Las plantas regionales constituyen también una pieza clave en la definición de la estrategia energética regional y de los países individualmente. En primer lugar, los reguladores y los responsables de la política energética de los países deben definir el grado de dependencia de las importaciones de electricidad que es aceptable o sobre la capacidad que las plantas de generación, ubicadas en territorio nacional, pueden comprometer potencia en contratos firmes de largo plazo por períodos prolongados. Éste es un tema que fácilmente puede deslizarse a la arena política, sea en los países importadores como en los exportadores. Los países tendrán que definir, cuando se trate de compromisos de importación/exportación en contratos firmes de largo, políticas consistentes y coordinadas en materia de energía.

Los resultados de los análisis realizados por el CEAC, contenidos en el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2010-2025, plantean a futuro la aparición de nuevas fuentes de energía primaria para la generación de electricidad, como el gas natural y el carbón, ambas fuentes importadas. Las posibilidades de que se produzca un importante consumo de gas natural para la generación de electricidad en la región harán también necesaria la regulación del mercado del gas.

La hidroenergía es la principal fuente con la que cuenta la región para aumentar la generación de electricidad a futuro, y es el recurso con mayor aceptación por gobiernos, empresas y *policy makers*; sin embargo, grandes embalses pueden generar conflictos con la población local y poner en riesgo el desarrollo del proyecto. La hidroelectricidad se presenta como la mejor alternativa ambiental, al menos desde el punto de vista de emisiones GEI y de otros contaminantes con efectos más localizados como las emisiones de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, y las partículas.

No obstante, la distribución del recurso hidráulico presenta desigualdad en la región. Es de anticipar que muchos países vean agotarse los mejores sitios para el desarrollo hidroeléctrico en ésta o la próxima década, haciéndose necesaria la importación de energía eléctrica de otros países de la región mediante la interconexión regional y/o de la importación extrarregional de la energía primaria (gas natural licuado -GNL- petróleo o carbón), necesaria para su producción.

En la mayor parte de los escenarios propuestos por el Plan Indicativo Regional <sup>8</sup> de Expansión de la Generación 2010-2025 elaborado por el CEAC se presenta con mucha fuerza, en toda la región, el gas natural licuado (GNL), como la principal alternativa para la generación de electricidad a partir de 2020. La llegada del GNL abre en la región nuevas posibilidades para la integración regional y pone nuevos retos para la política energética y la regulación regionales.

El mercado internacional del GNL está en constante crecimiento y sus estructuras comerciales en permanente cambio. Aun cuando lo más común son los contratos de suministro, a largo plazo existe un mercado *spot* en pleno desarrollo en la medida en que aumenta la demanda mundial del GNL y se incrementa su consumo en más países. Adicionalmente, las características específicas del GNL y de su

---

<sup>8</sup> Este documento se trabajó con el Plan Indicativo Regional del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), publicado en diciembre de 2010.

distribución lo convierten en una actividad monopólica similar a la distribución y transmisión de electricidad que requiere de regulación.

La presencia del GNL en la región abrirá además la posibilidad de surgimiento de más plantas de generación que usan ese combustible. Otros usos distintos al de la generación de electricidad (uso industrial, transporte, etc.) podrán aparecer. La planta de regasificación, las instalaciones de almacenamiento, así como los ductos para la distribución de gas natural, requieren que se garantice el principio de libre acceso a la red de gasoductos a los consumidores locales y de los otros países. Además se requerirá establecer, con carácter regional, un régimen tarifario regulado para el transporte del gas.

A pocos años de distancia de la posible llegada de GNL a la región, por los retos que en materia de política energética y de regulación regionales planteará este evento, es necesario que los organismos regionales y los países aborden este tema de forma inmediata.

#### **4. Política ambiental**

Las legislaciones ambientales vigentes en la región también tienen implicaciones para los proyectos regionales de generación. La actualidad en las legislaciones ambientales en la región, que tienen vigencia ya desde hace algunas décadas en la mayoría de los países, está inspirada en el concepto de desarrollo sostenible y en los compromisos adquiridos por los países en acuerdos y tratados internacionales de protección al ambiente. Son de particular relevancia para la generación de electricidad los relacionados con el cambio climático y las emisiones de GEI, además de los relacionados con la emisión de contaminantes de efectos más locales sobre el ambiente y la salud humana.

Se constata que el entorno social y político que rodea la problemática ambiental actual es muy diferente a lo que se veía hace apenas 30 años, producto de los cambios a nivel mundial. La sociedad está más informada y más atenta a los problemas que afectan su espacio inmediato. No solamente eso, sino que exige mayor participación en los proyectos de desarrollo que, por su magnitud, afectan las comunidades cercanas a las obras. Ésta es una realidad con que los desarrolladores de plantas regionales tendrán que lidiar.

Las legislaciones ambientales tienen implicaciones para todos los proyectos de desarrollo y en particular para los de generación de electricidad. Los proyectos hidroeléctricos de grandes presas con embalses de grandes dimensiones están sujetos a la realización de minuciosos estudios de impacto ambiental (EIA) y al escrutinio de los organismos ambientales nacionales y de la sociedad civil organizada (organizaciones no gubernamentales, partidos políticos, entre otros). La mayor oposición se registra cuando es necesario el desplazamiento de población afectada por el embalse. La oposición a la construcción de proyectos hidroeléctricos, aun de tamaño mediano (menores de 50 MW), está ampliamente documentada por la prensa local y por la literatura internacional.

Ante las críticas recibidas internacionalmente, los organismos multilaterales también han revisado sus políticas para el financiamiento de estas obras. Los requerimientos ambientales exigidos por estos organismos para el financiamiento de plantas hidroeléctricas o termoeléctricas son tan severos que en muchas ocasiones se han abstenido de financiarlas. También los proyectos termoeléctricos están sujetos a cumplir con requisitos ambientales muy exigentes, especialmente de emisiones atmosféricas, entre ellas las de GEI.

## 5. Riesgos inherentes de las inversiones

La actual crisis económica y financiera que atraviesa el sistema económico internacional y que, al momento de redactar este informe, se recrudece en la zona Euro (rescate de Grecia y posiblemente de Italia y España), así como la lenta recuperación de la economía de los Estados Unidos, están afectando todas las inversiones, incluyendo las relacionadas con la generación de electricidad. Otro de los aspectos que incide en la escasa inversión privada en generación de electricidad es el mayor interés de esta última por los países emergentes como China, la India y el Brasil.

Tal como se señaló anteriormente, la existencia del MER y de la infraestructura de transporte son condiciones necesarias pero no suficientes para la instalación de plantas regionales de generación. Cualquier inversión de capital tiene que afrontar los riesgos normales asociados a la construcción y operación de un proyecto de gran envergadura, como lo sería una planta de generación regional.

La valoración del inversionista de estos riesgos y los instrumentos financieros que permitan su mitigación es lo que finalmente permitirá viabilizar la inversión, especialmente si es de origen privado. El financiamiento de proyectos se ha convertido en una disciplina compleja que involucra la combinación de garantías, préstamos y de movilización de *equity* (Razavi, 2007).

La comunidad financiera internacional, especialmente la banca comercial, se ha tornado muy cautelosa en prestar fondos para proyectos en países en desarrollo por las deficiencias institucionales y en la estructura organizativa del Estado, por la falta de transparencia de los sistemas legislativos y regulatorios, y finalmente por la inseguridad política y económica. Por estas razones, los bancos buscan un paquete financiero completo y seguro para financiar proyectos en países en desarrollo.

La seguridad económica y política es quizás la mayor causa de preocupación para la inversión en los países en desarrollo. Particularmente existe el temor de lo que los bancos llaman la expropiación disimulada, que consistiría en el progresivo aumento de impuestos, regalías o de tasas especiales cargadas al proyecto por el país huésped, especialmente en fase de operación, obteniendo progresivamente mayores beneficios económicos.

La ubicación de plantas de generación, en un país en particular, tendrá que cumplir con un número mínimo de requisitos de estabilidad legal y regulatoria. También la regulación regional deberá mostrar operatividad y estabilidad. Asimismo, el grado de calificación de los países será determinante en la ubicación de los proyectos regionales de generación.

### B. CONDICIONES PREVIAS PARA VIABILIZAR PLANTAS DE GENERACIÓN REGIONALES

Crear las condiciones para que se instalen plantas regionales, como se observó, tiene amplias implicaciones, muchas de las cuales trascienden al mero ámbito sectorial; sin embargo, existe una serie de requisitos previos, que emanan del cumplimiento de acuerdos contenidos en el RMER, que por distintas razones están aún pendientes de cumplimiento. Muchos de ellos guardan relación con los requisitos necesarios para la existencia de los contratos firmes y de los Derechos de Transmisión.

La responsabilidad de velar por la aplicación del RMER recae directamente sobre la CRIE e indirectamente sobre los reguladores nacionales. El EOR también tiene algunas tareas pendientes que deben cumplirse para viabilizar los contratos firmes. El cumplimiento de la aplicación de las interfases

regulatorias contiene la mayoría de los detalles aún pendientes de cumplir para viabilizar los contratos firmes y por ende la posibilidad de los proyectos regionales de generación.

Muchos de los aspectos que todavía no se aplican tienen un efecto directo porque son más específicos para lograr la materialización de los contratos firmes; otros son más genéricos, pero son determinantes para crear un clima de negocios competitivo y transparente, como lo señala el Tratado Marco.

A continuación se pasa revista a las principales tareas pendientes por realizar que afectan directamente la viabilidad de los contratos firmes, detallando la responsabilidad de la institución a cargo:

## **1. Empresa Propietaria de la Red (EPR)**

### **Terminación de la línea del SIEPAC**

La culminación de la construcción de la línea del SIEPAC, originalmente programada para entrar en operación comercial en 2009, ha sufrido atrasos relacionados, principalmente, con la obtención de los derechos de vía y servidumbres. La disponibilidad de la infraestructura de transmisión es una condición necesaria para viabilizar contratos firmes y plantas regionales. Se ha hecho mención que para finales del 2011, o principios de 2012, estarían disponibles para realizar transacciones el 95% de los tramos de la línea, pero todavía a fines de 2012 estaba pendiente la construcción de un tramo en Costa Rica.

## **2. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)**

### **a) Cálculo de la energía firme**

De acuerdo con el numeral 1.3.4 del RMER, inciso d), la CRIE debe establecer los criterios regionales sobre energía firme, para lo cual tendrá en cuenta entre otros factores la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de los sistemas nacionales, los requerimientos de reserva y los contratos regionales y nacionales vigentes.

Posteriormente, la CRIE, en coordinación con el Ente Operador Regional (EOR), la entidad reguladora nacional y el Operador del sistema/Operador de Mercado (OS/OM) de cada país, calculará la cantidad de energía firme que puede ser transada en contratos regionales, por períodos apropiados para cada país (f) del numeral 1.3.4 del RMER). Los mecanismos para definir los períodos de tiempo apropiados para cada país resultan críticos para las posibilidades de los contratos firmes y deberán ser coordinados con los plazos de los Derechos de Transmisión.

### **b) Duración de los derechos de transmisión**

La CRIE deberá establecer los criterios para autorizar la ampliación de los períodos a más de un año.

### 3. Ente operador regional

#### a) Cálculo de la capacidad operativa de transmisión

De acuerdo con el numeral 4.2 del Libro III del RMER corresponde al EOR calcular la capacidad operativa de transmisión de la Red de Transmisión Regional (RTR), de acuerdo con los criterios y los procedimientos en él descritos.

#### b) Subasta de derechos de transmisión

Los DT son, como se señaló anteriormente, un requisito obligatorio para suscribir contratos firmes. El EOR deberá organizar subastas mensuales, en las cuales se pondrá a disposición la capacidad operativa de transmisión de la RTR, considerando los DT ya asignados, las contingencias y los mantenimientos programados. En tal sentido, el EOR debe publicitar cada mes de octubre las fechas en que se realizarán las subastas durante el año siguiente.

### 4. Reguladores nacionales, OS/OM y empresas

#### a) Terminar los refuerzos nacionales

Las posibilidades reales de un intercambio de 300 MW entre países contempla la adecuación de las redes nacionales bajo la responsabilidad de las empresas de transmisión en cada país o de las empresas verticalmente integradas, según el caso. Sin los refuerzos nacionales, la capacidad de transmisión de la línea SIEPAC se deteriorará y no será posible asegurar el volumen de intercambios de energía ni los contratos firmes.

#### b) Instalar el Sistema de Medición Comercial (SIMEC)

De acuerdo con el RMER, todos los nodos de la RTR deben contar con un Sistema de Medición Comercial; sin embargo, muchos países aún no han cumplido con este requisito exigido por el MER, sin el cual no es posible realizar las operaciones comerciales de forma adecuada.

## C. DEMANDA REGIONAL DE ELECTRICIDAD

La proyección de la demanda de electricidad es el punto de partida de cualquier proceso de planificación (indicativa u obligatoria) de la expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución. Realizar proyecciones realistas de la demanda es también el punto de inicio de las inversiones en el ámbito privado.

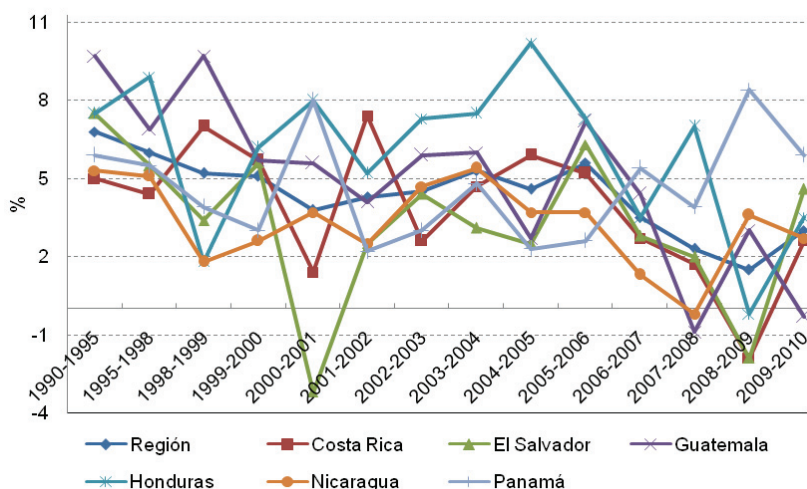
La estimación de la demanda es entonces la base sobre la cual descansa todo el ejercicio que conduce a la expansión del sistema eléctrico. Una proyección a largo plazo mal calculada, ya sea que la demanda se sobrestime o se subestime, resulta en un riesgo importante para las inversiones en la expansión del sistema, sobre todo si éstas deben anticipar por muchos años a la demanda debido a los tiempos de construcción exigidos en el subsector eléctrico.

Entre 1990 y 2010 la demanda máxima regional de electricidad pasó de 2.614,9 MW a 6.957,8 MW, mientras que en ese mismo período el consumo creció de 14.237 GWh a 40.552 GWh,

o sea que en 20 años los valores, en ambos casos, se multiplicaron por un factor de más de dos veces y media. Las tasas de crecimiento de la demanda regional agregada, así como la del consumo, muestran, desde 1990, una evolución decreciente: en efecto, de tasas de crecimiento de 6,8% promedio en el período 1990-1995 para la demanda máxima y 7,4% para el consumo, se ha caído a tasas de crecimiento de 3% y 3,4%, respectivamente, entre 2009 y 2010.

La situación varía ampliamente entre los países, pero existe una visible tendencia a la reducción de las tasas de crecimiento, sea de la demanda máxima o bien del consumo (véase el gráfico 1). El único país que escapa de este comportamiento es Panamá, que sin embargo también mostró un patrón similar hasta 2006, año a partir del cual recuperó su crecimiento a niveles de 1990. El resto de los países redujeron sus tasas de crecimiento de un rango de 9,7% a 5% entre 1990 a 1995, hasta llegar a niveles de entre 3,5% y -0,3% en 2010.

**GRÁFICO 1**  
**CENTROAMÉRICA: TASAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA,**  
**1990-2010**



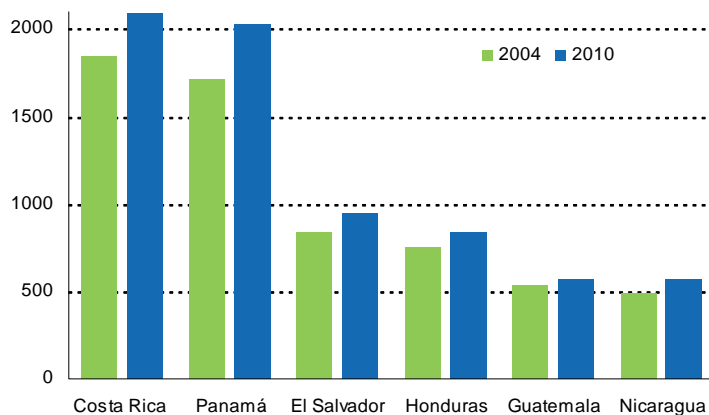
Fuente: CEPAL.

La caída en el crecimiento del consumo de electricidad es un fenómeno bien conocido por la teoría económica. En la medida en que los sistemas eléctricos se hacen más maduros, el incremento del consumo se hace cada vez moderado;<sup>9</sup> para la explicación de este proceso de ajuste de las tasas de crecimiento en el consumo de electricidad en la región, se debe buscar en varias causas, primero el aumento de los precios de la energía (petróleo y electricidad) y el consecuente efecto de la elasticidad de los precios sobre el consumo. Otra causa es la crisis económica a partir de 2008, el efecto de la introducción de equipos eléctricos más eficientes, la evolución de la estructura de consumo por sectores (residencial, comercial, entre otros) y por último, el grado de electrificación del país entre otras.

<sup>9</sup> Las tasas de crecimiento del consumo de electricidad (o de la demanda máxima) en los Estados Unidos se sitúan entre 1% y 1,5%, al igual que la mayor parte de los países de la Unión Europea. El consumo mundial de electricidad entre 1973 a 2008 creció a 3,4% por año.

En términos de consumo por habitante, se pueden identificar dos grupos de países netamente diferenciados: Panamá y Costa Rica, por un lado, con consumos muy similares y cercanos a los 2.000 kWh/habitante en 2009, mientras que El Salvador, Honduras, Guatemala y Nicaragua con valores menores de 1.000 kWh/habitante (véase el gráfico 2), reflejando con esto también las diferencias en las condiciones socioeconómicas que existen entre este grupo de países. Los países de mayor consumo de electricidad per cápita exhiben también un mayor nivel de desarrollo humano. El Índice de Desarrollo Humano (IDH) indica que Costa Rica y Panamá aparecen como países de un IDH alto, mientras que Honduras, Guatemala, Nicaragua y El Salvador con un IDH medio.

**GRÁFICO 2**  
**CENTROAMÉRICA: CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR HABITANTE, 2004 y 2010**  
(En kWh)



Fuente: CEPAL.

El CEAC en el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2010-2025 propone, en el escenario moderado, que la demanda regional de energía eléctrica crecería 4,9% anualmente,<sup>10</sup> con rango de variación por país que va de 3,4% en Nicaragua a 5,7% en El Salvador. En términos de infraestructura de generación, en su conjunto, la región debería aumentar de 6.500 a 11.000 MW de nueva capacidad, casi el doble de la capacidad con que contaba en 2010.

### Las proyecciones de demanda del CEAC

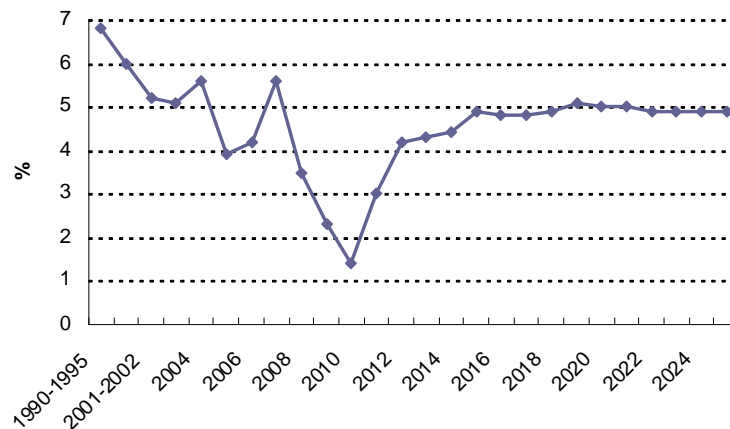
El CEAC utiliza la información que le proporcionan los representantes ante el GTPIR de las empresas miembro, las cuales utilizan métodos econométricos y estadísticos para realizar las proyecciones, con un horizonte de 15 años a futuro. Se adoptan por lo general tres escenarios: bajo, medio y alto, lo cual se traduce en tasas de crecimiento en aumento: 4,9% para el medio y 6% para el alto. En el último informe que abarca el período 2010-2025 no se utilizó un escenario bajo.

<sup>10</sup> Una tasa anual de 6% define el llamado escenario optimista.

La proyección de la demanda en las empresas eléctricas se realiza con medios muy sencillos, generalmente basados en regresiones estadísticas. La demanda regional se configura mediante la consolidación de las demandas que, individualmente, entregan los representantes de las empresas, sin entrar a discutir en detalle su contenido. Es una responsabilidad individual del país y se considera como un dato para el ejercicio de proyección. Esta descripción es también válida para la estimación de las curvas de carga.

Si se analiza la evolución histórica del crecimiento de la demanda desde 1990 hasta 2009 se nota una clara tendencia a la disminución de las tasas de crecimiento. Tal como se señaló anteriormente, desde 1990 el crecimiento de la demanda máxima regional por año pasó de casi 7% a 1,5% en 2009, para recuperarse en 3% durante 2010. El único país que escapó a esta tendencia fue Panamá, que recuperó su expansión a partir de 2008. Las proyecciones propuestas por el CEAC en el escenario moderado apuntan a una recuperación del crecimiento en cerca del 5% anual hasta el 2025, en oposición a la tendencia observada en los últimos 20 años (véase el gráfico 3). El escenario optimista sitúa el crecimiento futuro en 6% anual hasta el año 2025.

**GRÁFICO 3**  
**CENTROAMÉRICA: TASAS DE CRECIMIENTO HISTÓRICAS Y PROYECTADAS**  
**DE LA DEMANDA MÁXIMA: ESCENARIO MODERADO, 1990-2024**



Fuente: CEAC.

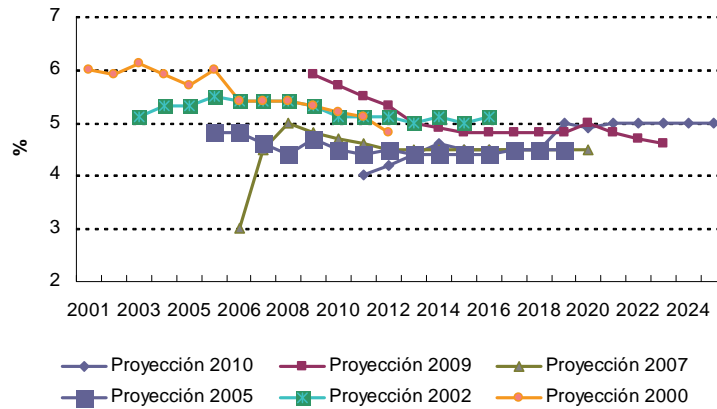
De los datos estadísticos de la evolución histórica del crecimiento se puede concluir que las proyecciones propuestas por el CEAC, aun para el escenario moderado, resultan ser un tanto optimistas. El CEAC ha venido reduciendo las expectativas de crecimiento de la demanda máxima desde el año 2000 hasta converger a un valor cercano al 5% a partir de 2015; sin embargo, todavía con una alta expectativa considerando el comportamiento histórico (véase el gráfico 4).

En el gráfico 4 se muestran las tasas de crecimiento utilizadas en cada uno de los informes del CEAC de los años 2000, 2002, 2005, 2007, 2009 y 2010, respectivamente, considerando el horizonte de 15 años.

Las implicaciones de una proyección optimista se pueden apreciar en el gráfico 5, donde se comparan los valores de las proyecciones de la demanda máxima para el escenario moderado, según el Informe del GTPIR del año 2000, y su valor real efectivamente registrado. En 2010 la demanda máxima

regional real registrada fue de 6.958 MW, mientras que la proyectada fue de 8.520 MW, una diferencia de poco más 1.500 MW, o sea que la demanda proyectada resulta ser 21% más alta que la real, incluso considerando el escenario moderado.

**GRÁFICO 4**  
**CENTROAMÉRICA: TASAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA**  
**PROYECTADA, SEGÚN EL GTPIR 2000, 2002, 2005, 2007, 2009 y 2010**

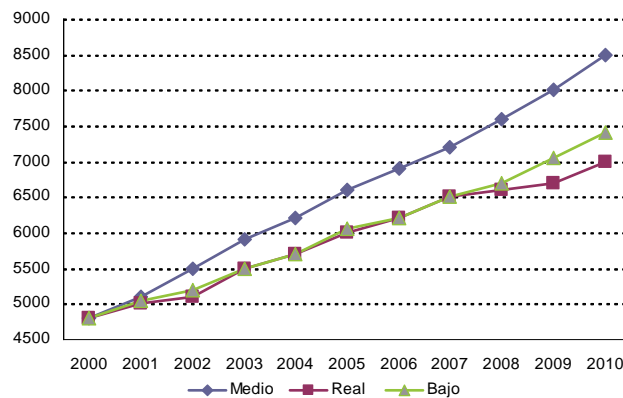


Fuente: CEAC.

En el período 2000-2010 la demanda máxima regional realmente registrada se mantuvo siempre por debajo de la proyectada con una diferencia que se acentuó a partir de 2008, seguramente como producto del alza de los precios de la energía y de la recesión económica que se inició ese año.

La demanda real del sistema regional estuvo más cerca de la proyección en el escenario bajo que inicia con tasas de crecimiento del 5% y paulatinamente se reduce hasta el 4% hacia el 2009-2010. Sin embargo, a partir de 2007 la proyección baja o pesimista supera aun la demanda realmente registrada en 7% en el año 2010, que se trata de un error aceptable en 10 años.

**GRÁFICO 5**  
**CENTROAMÉRICA: DEMANDA REAL Y DEMANDA PROYECTADA**  
**BAJA Y MEDIA, SEGÚN GTPIR, 2000-2010**  
*(En MW)*



Fuente: CEAC.

La curva de carga diaria, otro de los elementos esenciales para la proyección de la demanda de electricidad e indispensables para determinar la configuración del futuro parque de generación que atenderá las variaciones diarias de la demanda regional, se construye mediante la agregación de las curvas de carga individuales de cada país entregadas al GTPIR, que se elaboran a partir de series históricas tomando un año en particular como base (2007 para el informe del GTPIR de 2010), teniendo en cuenta la tendencia anual, la variación estacional, la ponderación diaria y la relación con la potencia media diaria, considerando además la diferencia horaria que tiene Panamá con el resto de la región.

Es importante observar que, con excepción de Panamá, el resto de los países presentan un comportamiento similar en la forma de la curva y la punta de demanda que se registra entre las 18:00 y 20:00 horas, al momento de concluir la jornada de trabajo, mientras que la forma de la curva de Panamá es más plana, con una demanda máxima que se prolonga desde las 10:00 hasta las 16:00 horas, debido seguramente a la demanda de aire acondicionado durante las horas normales de trabajo. Las proyecciones suponen que el factor anual de carga se mantiene constante durante el tiempo de la proyección, tomando como base la información del año 2007.

Es razonable suponer que, con urbanización en curso y el avance del sector terciario en la economía de la mayoría de los países de la región, el consumo de electricidad del sector comercial o terciario progrese hasta desplazar en importancia el consumo residencial. La composición sectorial del consumo de electricidad está evolucionando hacia una mayor concentración en el consumo comercial (véase el gráfico 6).

En 1990 el consumo de comercios y oficinas representaba el 23% del total de ventas, en tanto que en 2009 significaba el 33%, a la vez que la participación residencial, aun mayoritaria, disminuyó lentamente. De continuar la tendencia observada en los últimos 20 años, es de esperar que el consumo de comercios y oficinas alcance la importancia del sector residencial y que antes de 10 años se sitúe como el sector de mayor consumo.

Al igual que sucede con las proyecciones del consumo de electricidad, los países proporcionan individualmente la proyección de carga de su sistema sin discutir y analizar los datos que presentan.

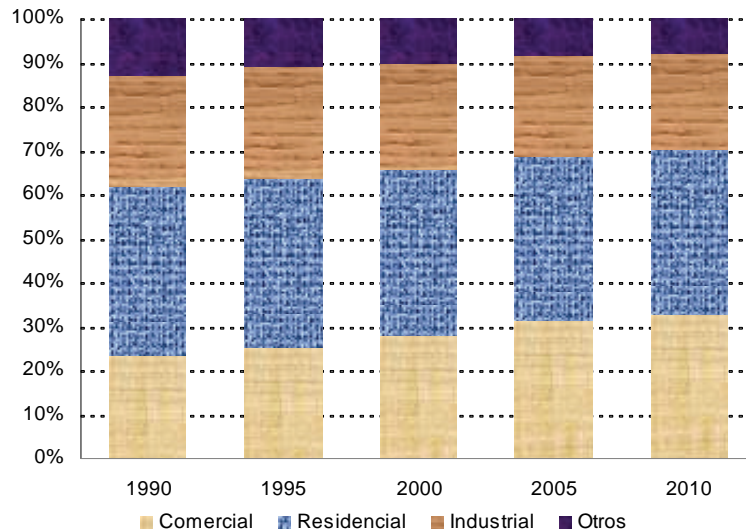
El predominio del consumo comercial sobre el residencial y sobre los otros <sup>11</sup> sectores (por ejemplo, la industria) implica que se producirán en el futuro cercano cambios importantes a nivel de la curva de carga. Las curvas de carga estarán mayormente influenciadas por el uso del aire acondicionado y por consumos más constantes durante las horas normales de trabajo, trayendo como consecuencia un mayor aplanamiento de la curva y un aumento del factor de carga del sistema regional. Es muy probable que si esta tendencia se proyecta en el futuro, la curva regional se parezca más a la que presenta Panamá actualmente.

En definitiva, todo parece indicar que las proyecciones de demanda están sobreestimadas y debieran ser revisadas a la baja. Esto tendrá un efecto inmediato en la postergación de proyectos de generación y de líneas de transmisión. La metodología y el proceso de proyección de la demanda, que es el inicio de todo el proceso de elaboración de los planes de expansión de los sistemas eléctricos, deben ser revisados y puestos en concordancia con las prácticas modernas en la materia.

---

<sup>11</sup> El sector “otros” engloba básicamente el consumo de las oficinas gubernamentales que por el tipo de actividad se pueden asimilar también a consumos del sector comercial.

**GRÁFICO 6**  
**NICARAGUA, PANAMÁ, COSTA RICA Y HONDURAS: CONSUMO POR SECTORES,**  
**1990, 1995, 2000, 2005 y 2010**



Fuente: CEPAL.

Existen varios modelos de prospectiva disponibles que pueden ser adoptados por el GTPIR. Además, es necesario que se constituya una base de datos sobre la demanda que permitirá, no solamente realizar proyecciones mejor sustentadas, sino realizar mejores análisis del comportamiento de variables económicas que tiene gran incidencia en la determinación de la demanda de electricidad, como son los precios y los subsidios.

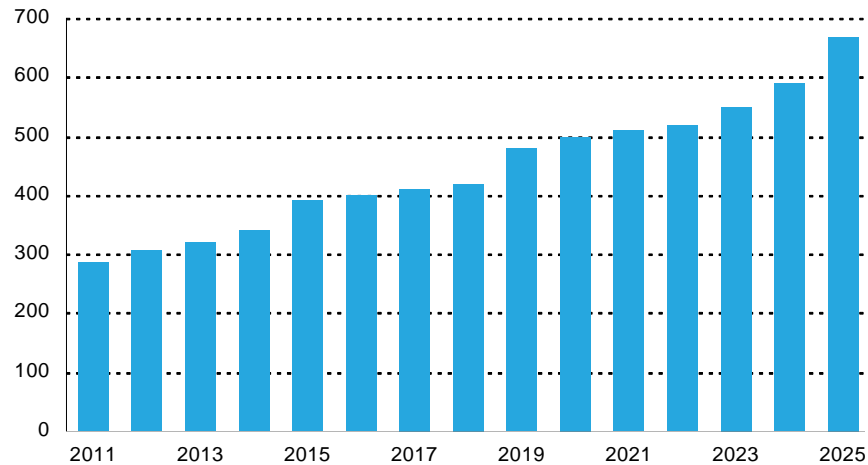
#### D. NUEVAS CONTRATACIONES

La nueva capacidad de generación que estará disponible cada año para contratos regionales se puede estimar a partir de la proyección de la demanda máxima de los escenarios propuestos por el GTPIR. En el gráfico 7 se puede apreciar el crecimiento anual de la potencia máxima de la región de acuerdo con el escenario moderado, la cual, en teoría, podría estar disponible para contratos regionales. Estos valores pueden considerarse como valores de referencia de la potencia anual disponible para contratos regionales. Los valores reales disponibles para la contratación resultarían de la proyección de la demanda máxima, descontando los valores de la potencia de los contratos vigentes y aquellos suscritos en el ámbito nacional (entre agentes del mismo país) o regional, más las contrataciones que vayan expirando en el transcurso.

Otro aspecto importante que hay que tener en cuenta para estimar el valor anual de la nueva capacidad disponible para contratación es la probable sobreestimación del crecimiento de la demanda. No obstante, este cálculo permite hacer una primera aproximación a la potencia anual disponible, dato útil para los contratos regionales.

De las estimaciones se puede deducir que en el momento en que la línea del SIEPAC se complete en 2013 se podrían realizar contratos regionales hasta por 300 MW a partir de ese año, cifra que irá en aumento en la medida en que el crecimiento de la demanda máxima regional incrementa.

**GRÁFICO 7**  
**CENTROAMÉRICA: NUEVA CAPACIDAD ANUAL SEGÚN ESCENARIO**  
**MODERADO, 2011-2025**



Fuente: GTPIR.

La determinación de la potencia regional disponible es una información que puede ser fácilmente establecida con el apoyo de los reguladores nacionales en el marco de la CRIE. La CRIE, entre sus tareas, con la finalidad de promover la competencia entre los agentes del mercado regional, debería establecer una base de datos con las contrataciones vigentes y los vencimientos, haciendo pública, periódicamente, información sobre la potencia regional disponible para contratación.

Posteriormente y mediante acuerdo con los reguladores nacionales, la CRIE deberá procurar la coordinación de la compra de energía por los países. En una primera fase, los reguladores deberán acordar una coordinación de las fechas de contratación, con el fin de que un generador pueda hacer ofertas de gran volumen en actos que se realicen simultáneamente en los distintos países, manteniendo cada país independencia en la preparación del pliego de cargo y evaluación de las ofertas. Estos acuerdos deberían ser voluntarios contemplando que la CRIE pudiera participar como observadora con la anuencia del regulador nacional.

Una segunda fase podría ser el llamado de un grupo de distribuidoras que, voluntariamente, decidan realizar una licitación conjunta por la suma de las compras individuales de cada una, previo acuerdo de los reguladores nacionales y de la CRIE. Esta fase implica que las regulaciones de compra de energía han evolucionado como para permitir este proceso y la preparación de un pliego común.

La experiencia reciente en la consolidación del proceso de integración regional demuestra que esta segunda fase puede tomar mucho más tiempo.

## **II. ANÁLISIS POR PAÍS**

### **A. POLÍTICA DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DE LOS PAÍSES DE CENTROAMÉRICA**

La política de importación/exportación de electricidad hace parte de las políticas más amplias de abastecimiento energético. En el caso de las importaciones de productos derivados de petróleo, de las cuales la región depende casi en su totalidad para satisfacer sus necesidades de combustibles líquidos, la norma seguida por los países es la libre importación del mercado internacional en condiciones de competencia.

En el caso de la electricidad, las políticas de importación/exportación son menos evidentes; no obstante, existen disposiciones en una variedad de documentos que van desde leyes, Decretos Ejecutivos, normas, hasta planes de expansión del sistema de transmisión, que de forma indirecta bosquejan las políticas de importación/exportación de electricidad en los países de la región. Algunas disposiciones de política fiscal también afectan, pero de forma directa las transacciones internacionales de electricidad.

Otras disposiciones perjudican, de forma indirecta, las transacciones de electricidad, como por ejemplo el régimen de los derechos de generación (concesiones, permisos, licencias, entre otros), cuyo grado de complejidad puede dificultar o retrasar el desarrollo de proyectos de generación, las leyes de incentivos para el desarrollo de las fuentes renovables y finalmente la legislación ambiental. También existen políticas implícitas en las normas de compra de energía mediante licitaciones públicas y en los pliegos de cargo que imponen restricciones al tipo y al tamaño de las unidades, constituyendo barreras al desarrollo de proyectos regionales.

#### **1. Costa Rica**

El Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) es la entidad responsable de establecer los lineamientos de política energética, bajo la cual se conduce el desarrollo eléctrico y energético del país. El MINAET tiene la función de otorgar los permisos para generación hidroeléctrica. También le compete el otorgamiento de los permisos ambientales para el desarrollo de cualquier proyecto de infraestructura, entre ellos los de energía.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), monopolio estatal verticalmente integrado, fue creado mediante la Ley 449 de fecha 8 de abril de 1949 con el fin de desarrollar la generación de electricidad, fundamentalmente del aprovechamiento de la energía hidroeléctrica. El ICE es el único autorizado para vender energía en bloque a distribuidoras y cooperativas de electricidad.

El artículo 2 de la Ley 7848, mediante la cual se aprobó el Tratado Marco y el Primer Protocolo, estipula que las obligaciones y los derechos de Costa Rica como Estado contratante, así como las funciones propias de los agentes del mercado que correspondan según la legislación interna, se asignan al ICE, por tener el mandato del desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, así como la planificación del sistema eléctrico nacional.

Tal como está redactada la Ley que aprobó el Primer Protocolo, el ICE es el único agente del MER en Costa Rica y por consiguiente el único autorizado a realizar transacciones internacionales.

Como parte de su actividad generadora, el ICE vende energía en bloque a empresas municipales de servicios públicos y a cooperativas, con tarifas fijadas por la Autoridad Reguladora de los Servicios

Públicos (ARESEP); también compra energía en bloque a generadores privados a precios igualmente establecidos por el regulador. En ningún caso se mantienen contratos de suministro ni de conexión con las redes del ICE.

La ARESEP fue creada mediante la Ley 7593 del 9 de septiembre de 1996 y sustituyó en funciones al Servicio Nacional de Electricidad (SNE), organismo que supervisaba el desarrollo del sistema eléctrico nacional y fungía como entidad reguladora.

La ARESEP tiene amplios poderes sobre la mayor parte de los servicios públicos. Está facultada para fijar precios y tarifas, además de velar por el cumplimiento de la calidad, confiabilidad, continuidad y prestación óptima de los servicios públicos. No obstante, la autorización para prestar un servicio público es otorgada por el organismo estatal competente y, en el caso de la electricidad, por el MINAET, el cual además aprueba el estudio de impacto ambiental de los proyectos.

Las Leyes 7200, del año 1990 y la 7508 del año 1996, que modificó la anterior, permiten la generación privada de forma limitada. En su contenido, la Ley 7200 restringe la inversión privada al ámbito de las centrales hidroeléctricas y las fuentes no convencionales de energía en unidades de hasta 20 MW, a través de concesiones con duración no mayor a 20 años. Las centrales que se construyan al amparo de la Ley 7200 no podrán superar el 15% de la potencia del conjunto de centrales que conforman el sistema eléctrico nacional. El ICE está autorizado a comprar toda la producción de estas centrales privadas mediante un proceso de licitación pública y los contratos no pueden exceder los 20 años de duración.

La Ley 7508 amplió el alcance de la Ley 7200, permitiendo la generación privada de electricidad en plantas de hasta 50 MW individualmente, siempre limitada a fuentes renovables de energía. Esta ley aumenta otro 15% la capacidad instalada de participación de plantas privadas. En su conjunto, ambas leyes autorizan que hasta un 30% de la potencia total del sistema eléctrico nacional pueda ser cubierto por plantas de generación privada. Las otras condiciones se mantienen iguales: contratos hasta por 20 años de duración. La mayoría de las plantas privadas se encuentran bajo la modalidad de *Build, Operate and Transfer* (BOT), y al cabo de 20 años los activos deben ser traspasados al ICE, libres de costos y gravámenes.<sup>12</sup>

Con amparo en las Leyes 7200 y 7805, que permiten la generación autónoma o paralela, el ICE actúa como comprador único de los contratos de generación existentes. Éstos son físicos del tipo *take or pay* y tienen prioridad en el despacho; por consiguiente no hacen parte del proceso de optimización del despacho económico. El costo de estos contratos se transfiere a las tarifas finales. La mayor parte de las plantas privadas de generación están conectadas a líneas de distribución y son centrales hidroeléctricas de filo de agua con muy poca capacidad de embalse (una o pocas horas), que son despachadas por los dueños.

El criterio aplicado al costo de generación del sistema es uninodal. Tratándose de un monopolio verticalmente integrado no existe un mercado mayorista. El costo marginal del sistema no tiene un valor comercial, pero se utiliza como guía para el despacho de las unidades de generación y coordinación en los intercambios internacionales.

El Plan de Energía elaborado por el MINAET tiene como objetivo, para el año 2021, que 100% de la generación de electricidad se realice con fuentes renovables. La política energética en materia de

---

<sup>12</sup> Hay una generación de 147 MW bajo la modalidad de BOT.

generación de electricidad está básicamente enfocada al abastecimiento nacional y se prevé que el ICE instale 1.400 MW adicionales entre 2010 y 2020 mediante grandes plantas, al igual que 600 MW adicionales, con base en energías renovables, por el sector privado y las distribuidoras. No obstante, el plan menciona la posibilidad de que el país se convierta en líder regional por medio del aprovechamiento de su potencial de energía renovable, sin aventurar cifra alguna al respecto.

## **2. El Salvador**

Por Decreto Legislativo 404, de fecha 30 de agosto de 2007, se crea el Consejo Nacional de Energía como la autoridad rectora de la política energética con personalidad jurídica y autonomía propia. En el artículo 3 del citado decreto, entre los objetivos del Consejo se incluye el de impulso a la integración energética regional sobre la base de la libre competencia, así como el trato justo y no discriminatorio entre los agentes del mercado.

Por su parte, la Ley General de Electricidad, que es el marco jurídico sectorial, en su artículo 7 fija el pago de tres colones por cada megavatio-hora importado con base en el año inmediatamente anterior a ser pagados a la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) por los operadores nacionales que importen energía. Dicho cargo se cobra por concepto de actualización del registro y también lo pagan los generadores locales.

La Ley General no menciona la elaboración de planes indicativos de generación; sin embargo, establece que el planeamiento de la expansión, las ampliaciones y refuerzos de la red nacional de transmisión, así como de su mantenimiento, estarán a cargo de Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL).

Asimismo, aborda en el Capítulo VIII, en sus artículos 99 al 102, las transacciones internacionales. Son aspectos de principio, entre los cuales se reafirma el derecho de los agentes nacionales para celebrar contratos que tengan por objeto el suministro de energía eléctrica con entidades ubicadas fuera del territorio nacional. El artículo 79 determina que los pliegos tarifarios deberán basarse en los precios de contratos de largo plazo aprobados por la SIGET. Además, las distribuidoras están obligadas a suscribir contratos de largo plazo, tomando en cuenta los porcentajes mínimos establecidos por la misma SIGET.

Mediante Decreto Ejecutivo 11, de fecha 22 de enero de 2006, se reformó la ley para fijar en 50% el porcentaje mínimo de contratación obligatoria que tendrán que observar las distribuidoras al suscribir contratos de largo plazo. El Decreto Ejecutivo 88, de fecha 28 de junio de 2010, aumentó a 80% el nivel de contratación mínimo.

Con el Acuerdo 337-E-2010, la SIGET aprueba requisitos para las licitaciones que determinan recursos energéticos o tecnologías específicas, previo acuerdo con el Consejo Nacional de Energía (CNE). Los participantes no podrán ofertar cantidades de potencia diferentes a las indicadas en el pliego.

En contratos mayores a cinco años, la fecha de entrada en operación comercial no podrá ser inferior a 48 meses ni superior a 60, contados a partir de la firma del contrato. La duración máxima se establece en 15 años.

La distribuidora podrá suscribir contratos de largo plazo siempre que no excedan el 25% de la capacidad atendida, considerando la composición del abastecimiento de dicha demanda según su

proyección al año en que se inicie el suministro. De superarse dicho porcentaje, deberá separarse en dos o más contratos con fechas de vencimientos distintos.

El Acuerdo 337-E-2010 es el reglamento para la compra de energía de largo plazo mediante licitaciones. Las licitaciones, por un monto fijado por la SIGET en cada caso concreto, están abiertas a participantes locales y externos al país que operen plantas renovables, gas natural y/o carbón. En algunos pliegos se prohíbe explícitamente, la participación de plantas que utilicen derivados de petróleo.

En el pliego de cargos se establece que la SIGET podrá denegar participación de agentes procedentes de aquellos países que no permitan la participación, en igualdad de condiciones, de licitantes salvadoreños.

La licitación podrá ser declarada desierta si se supera el llamado Precio de Energía Contratada Techo (PECT), establecido por la SIGET con base en generadores eficientes. El precio PECT se mantiene en secreto y revelado hasta el acto de apertura de las ofertas. Por otro lado, el numeral 6.9.1 del Reglamento de Operación y del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) limita el tamaño de unidades generadoras al 15% de la demanda máxima del sistema.

En el pliego de cargo de las licitaciones la potencia máxima ofertada, para ofertantes fuera del país, no puede ser mayor de 70 MW; además un proponente no podrá respaldar su oferta de Potencia Firme Inicial con una sola unidad mayor de 170 MW. La duración de los contratos varía de 180 a 174 meses.

El Decreto Legislativo 462 establece incentivos fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Durante los primeros 10 años exonera de pago por Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales, insumos para labores de pre e inversión, incluyendo líneas de transmisión hasta por 20 MW. Asimismo del pago del Impuesto sobre la Renta durante los primeros cinco años para proyectos de entre 10 y 20 MW y por 10 años para los menores a 10 MW. En cuanto a los proyectos mayores a 20 MW, se podrán deducir del Impuesto sobre la Renta los gastos o costos para investigación, exploración y preparación del proyecto por un plazo de 10 años. También queda exento de pago el Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y a la Prestación de Servicios.

Otro de los documentos importantes para definir el manejo de los intercambios internacionales de energía es el ROBCP, el cual hace énfasis en que los precios reflejen los costos de producción. El numeral 11 de dicho reglamento establece que un contrato de importación será considerado como un generador ubicado en el nodo de la red de transmisión regional correspondiente. Cada contrato de exportación será considerado como un usuario final ubicado en el nodo de la red de transmisión regional correspondiente. Se deberá tomar en cuenta que las exportaciones marcan precio en el mercado nacional.

### **3. Guatemala**

La Ley General de Electricidad (Decreto 93-96), en su artículo 3, concede atribuciones al Ministerio de Energía y Minas (MEM) sobre la responsabilidad de formular y coordinar los planes y programas indicativos relativos al sector energía en general y al eléctrico en particular (véase el artículo 3).

La política para la importación y/o exportación de largo plazo de energía eléctrica está contenida, principalmente, en la última versión del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación

2008-2022, elaborado por la División de Proyectos Estratégicos del MEM. El plan, aprobado por el Ministerio, es el documento utilizado para la preparación del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, que transitoriamente es preparado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), mientras se crea la oficina responsable al interior del Ministerio. Los planes indicativos de generación se realizarán cada dos años con una perspectiva a 10 años.

De acuerdo con el contenido de dicho plan se prioriza el suministro de la demanda nacional mediante el desarrollo de los recursos renovables con los que cuenta el país. Aunque se menciona que uno de los objetivos del plan es el impulso de la integración energética regional, la referencia al MER es muy poca. No obstante, en los tres escenarios de generación que propone el plan se incluye la interconexión con México como un suministro firme de 200 MW a partir del año 2009, además de los proyectos hidroeléctricos binacionales de Río Paz con El Salvador de 70 MW y el de Usumacinta con México de 800 MW.

El documento en cuestión aclara que la energía proveniente de la interconexión con México es “únicamente para ajustes de la demanda, asegurando así la independencia en cuanto al suministro de energía eléctrica en la República de Guatemala”. La energía importada de México cubrirá, dependiendo del escenario, entre 1% a 2,75% del total de la demanda de Guatemala en el año 2022. No existe en todo el documento ninguna referencia en ninguno de los tres escenarios propuestos, sobre posibles intercambios (importación y/o exportaciones) de energía con el MER.

El Acuerdo Gubernativo 299-98 de fecha 25 de mayo de 1998, que reglamenta al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), determina las pautas para realizar transacciones internacionales y de otros aspectos que son relevantes para los contratos firmes. En este acuerdo se establece la obligación de contratar potencia a los distribuidores, comercializadores y grandes usuarios para cubrir sus requerimientos de demanda firme, artículo 3 del acuerdo. Los distribuidores y grandes usuarios están obligados a contratar, por al menos dos años, la totalidad de su demanda firme calculada por el AMM, artículo 50.

El artículo 35 determina la metodología para el cálculo de los costos variables del generador y la disponibilidad, y obliga a los importadores a indicar semanalmente la cantidad de energía y potencia disponible. Según el artículo 44, literal d), el costo de cada bloque de importación será calculado según la metodología señalada por el importador y según las tecnologías de generación indicadas en los numerales anteriores.

El artículo 45 define cómo se calcula el precio de la energía en el mercado ocasional y determina que hasta que los intercambios internacionales no reflejen condiciones económicas equivalentes a las del mercado mayorista nacional, las importaciones y/o exportaciones no se considerarán para calcular el precio de la energía en el mercado ocasional. Las exportaciones no fijan precio en el mercado mayorista y se le da un tratamiento como si se tratara de generación obligada o forzada.

El Decreto 52-2003 se refiere a los incentivos a fuentes renovables para la generación de electricidad. Se exonerarán de los derechos arancelarios, incluyendo el IVA, cargas y derechos consulares sobre importación de equipos, previa solicitud, a la Superintendencia de Administración Tributaria (SAT), aplicable al período de preinversión y construcción y no excediendo de 10 años. También exonera del impuesto sobre la renta y del impuesto a las empresas mercantiles y agropecuarias (IEMA) por 10 años contados a partir de la entrada en operación comercial.

En el Acuerdo Gubernativo 211-2005, de fecha 16 de junio de 2005, se establece el procedimiento para la evaluación y calificación de los proyectos de energía renovables, pero no establece límites al tamaño del proyecto.

#### 4. Honduras

En Honduras el Decreto 158-94 de fecha noviembre de 1994, que contiene la Ley Marco del Subsector Eléctrico, creó el Gabinete Energético como el órgano de dirección superior responsable de la definición y formulación de las políticas del subsector eléctrico. El Gabinete Energético está integrado por el Presidente de la República, quien lo preside, y seis Ministros. A través de él se promulgó la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cual ejerce funciones típicas de un regulador.

El Gabinete Energético tiene entre sus funciones autorizar, a propuesta de la CNE, ventas directas entre empresas generadoras y entre éstas y grandes consumidores, además de aprobar los programas de expansión del subsector. Los programas de expansión son meramente indicativos para las empresas en las cuales la inversión privada tenga mayoría. En materia de la política de importación y exportación corresponde a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) la exclusividad para la celebración de contratos de importación y/o exportación de energía eléctrica.

El artículo 7 de la citada ley establece que la CNE es la encargada de elaborar y presentar al Gabinete Energético los programas de expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN); sin embargo, el artículo 9 de la citada ley asigna la responsabilidad a la ENEE de preparar, cada dos años, estos programas para ser sometidos a dictamen por la CNE.

Es también responsabilidad de la CNE proponer para la aprobación de la Secretaría de Estado en los despachos de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte (SECOPT) los contratos de compra de energía que se proponga firmar la ENEE con otros generadores ubicados dentro del país, así como la determinación de los costos marginales de corto plazo. Adicionalmente, la CNE propone para la eventual aprobación del Gabinete Energético las solicitudes de concesiones para la explotación de los recursos renovables para la generación de electricidad.

El artículo 12 de la misma ley establece que las empresas de generación, sin importar la naturaleza de su propiedad, podrán vender a distribuidores, a grandes consumidores y a la ENEE. En el caso de que la venta sea iniciativa del generador, la ENEE garantizará que el precio sea inferior o igual al costo marginal de corto plazo. Por el contrario, la compra es promovida por la ENEE; entonces, el precio será el que resulte de la licitación correspondiente. El costo marginal de corto plazo será aprobado por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) a propuesta de la CNE con base en estudios técnicos realizados.

En el artículo 13 se establece, que las instalaciones de generación deberán ser usadas para satisfacer prioritariamente las necesidades nacionales, y una vez cubiertas las necesidades, se podrá exportar el excedente. Cuando la exportación derive de la generación de otras empresas, corresponderá a la ENEE cobrar sólo por el peaje de uso de sus instalaciones y por los gastos administrativos asociados.

En el artículo 14 se reconocen a las energías renovables,<sup>13</sup> una ventaja sobre la generación convencional. En los planes de expansión de la generación, las secuencias que incluyan fuentes

---

<sup>13</sup> La ley menciona hidroeléctricas, eólicas, geotérmicas, solares, biomasa y otras.

renovables pueden superar hasta el 10% del valor presente neto de la secuencia de menor costo con fuentes convencionales y ser consideradas válidas. No existen otros beneficios para el desarrollo de las energías renovables.

La ley en el artículo 20 establece claramente la obligación de contratar por las distribuidoras a empresas generadoras. Éstas deben contratar el suministro de energía con los generadores por plazos no inferiores a cinco años; sin embargo no se estipula el grado de cobertura del contrato sobre la demanda del distribuidor.

En el artículo 61 de la Ley se establece que las empresas que se dediquen a una o más actividades a las que se hace referencia (generación, transmisión y distribución) estarán sujetas al mismo régimen fiscal, aduanero e impositivo aplicable que a cualquiera otra empresa mercantil.

El costo de la energía producida con recursos renovables sufrirá un cargo adicional del 5%, que se destinará a financiar programas de reforestación en el área de influencia de los proyectos. En el artículo 63 se agrega que las ventas de energía y potencia de las empresas del subsector eléctrico estarán exentas del pago del impuesto sobre ventas.

Las empresas del subsector sólo podrán operar mediante un contrato de operación celebrado con la SECOPT, previo dictamen de la CNE, como se señala en el artículo 66. Los detalles de los contratos de operación serán definidos por la SERNA. El artículo 59 del Reglamento de la Ley Marco del subsector eléctrico establece que cuando las empresas de generación vendan su producto a la ENEE deberán especificar, además de los mecanismos de despacho, la potestad del Estado a intervenir la central generadora por razones de interés nacional.

El Acuerdo 934-97 de fecha 12 de abril de 1999, que reglamenta el subsector eléctrico, en su artículo 17 limita las ventas a la ENEE a proyectos de generación que hayan sido concluidos, garantizando así contar con las instalaciones necesarias para la generación. El artículo 19 del Reglamento de la Ley Marco del subsector eléctrico faculta a la ENEE a celebrar contratos de intercambio de energía con otras empresas generadoras del área, cuando las condiciones del contrato sean equitativas y traten de satisfacer de la forma más económica y técnica posible las necesidades de energía de las partes que lo suscriban. Los contratos suscritos por las distribuidoras deben aclarar, además, las modalidades del despacho de la energía contratada.

Todos los proyectos del subsector eléctrico deberán contar con el dictamen favorable de la SERNA en materia de protección y conservación del ambiente.

## **5. Nicaragua**

En la Ley 272 de la Industria Eléctrica, de fecha 18 de marzo de 1998, y su reglamento aprobado en el Decreto 42-98 de fecha 15 de junio de 1998, se permite que los agentes económicos realicen importaciones y exportaciones de energía. En el artículo 21 de la citada ley se establece que dichos agentes dedicados a la generación pueden exportar energía, así como los distribuidores pueden importar energía, mientras que en el artículo 51 del Reglamento de la citada ley se señala que otros países podrán participar en el mercado de ocasión haciendo ofertas de venta y/o compra en las interconexiones internacionales. La Ley 272 desde su aprobación ha sufrido cuatro reformas.

En el artículo 87, numeral 2 de la ley, se obliga a los distribuidores a mantener potencia suficiente y energía mediante contratos con los generadores a fin de garantizar y suplir la demanda en su área de concesión con previsión de 24 meses. En el artículo 172 del reglamento de la ley se estipula la obligación del distribuidor a tener contratos con generadores ubicados dentro del territorio nacional, como fuera de él en contratos de importación, que al 1 de diciembre de cada año el distribuidor debe disponer de contratos para cubrir el 80% de la demanda prevista el año siguiente y 60% del año subsiguiente.

En materia fiscal, en el artículo 130 se exime, durante los primeros tres años, todos los gravámenes para la importación de maquinaria, materiales e insumos para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad para uso público. El artículo 131 exonera indefinidamente de cualquier gravamen los combustibles usados para generar electricidad.

En la Resolución 26-2000, fechada en noviembre de 2000, se desarrollan los conceptos de los contratos de importación y de exportación, así como el de los intercambios de ocasión. Además, determina los mecanismos de precios que deben regir las transacciones internacionales. Las importaciones serán consideradas como un generador ubicado en la frontera y las exportaciones como un gran consumidor ubicado en la frontera. Se deduce que ambas operaciones, las importaciones y las exportaciones, pueden marcar el precio del mercado ocasional.

Adicionalmente a las diversas reformas y modificaciones que han sufrido, tanto la ley como el reglamento, y que desde luego afectan las transacciones internacionales, han sido aprobadas nuevas leyes que también tienen incidencia en el mercado regional de electricidad.

Asimismo, con la finalidad de promover la generación de energía, utilizando fuentes renovables, se aprobó la Ley 532, el 13 de abril de 2005, en la cual se otorga una serie de beneficios fiscales tales como la exoneración de los derechos arancelarios de importación, del pago del impuesto sobre el valor agregado y por siete años del impuesto sobre la renta. También los impuestos municipales de forma decreciente hasta por 10 años. No hay una limitante contemplada sobre la capacidad del proyecto.

En el artículo 12 se establece la obligatoriedad para las distribuidoras a incluir en sus procesos de licitación para la compra de energía y potencia la proveniente de fuentes renovables con una duración mínima de 10 años. El regulador se debe asegurar que el pliego de cargos incluya la contratación de un porcentaje de energía renovable en acuerdo con las políticas y estrategias establecidas por el CNE. El Consejo Directivo de la Superintendencia de Servicios Públicos establecerá la normativa para determinar los precios a los cuales se podrá contratar el porcentaje de la energía renovable establecida.

En las licitaciones, para propósitos de evaluación, las ofertas de plantas térmicas deberán considerar el costo del combustible utilizado sin considerar las exoneraciones de impuestos (artículo 15 de la Ley 532). Asimismo, en el artículo 16 se determina que los agentes que se acojan a los beneficios de la Ley y que no mantengan contratos de distribuidores u otros agentes deberán vender su energía en el mercado de ocasión en una banda de precios de entre 5,5 y 6,5 centavos de dólar americano por kWh.

Con relación a la venta de energía en el mercado de ocasión, en la Resolución INE 414-04-2008, de fecha 30 de abril de 2008, se actualizó la banda de precios de la generación, utilizando fuentes renovables de 7,5 a 8,5 centavos de dólar americano por kWh. La Intendencia de Energía establecerá el procedimiento para actualizar la banda de precios. En cuanto a los procedimientos para otorgar los permisos de exportación de energía, siempre que la demanda interna esté satisfecha, en el artículo 16 de la ley 532 se señala a la Intendencia como la institución encargada de hacerlo. Sobre los permisos de

exportación se distribuirán de manera proporcional entre todos los proyectos de generación con utilización de energías renovables.

Con relación a las concesiones sobre uso de aprovechamientos hídricos, en la Ley 531, de fecha 3 de abril de 2005, que reformó la Ley 467, se incentivan los aprovechamientos hidroeléctricos, reservándose el uso de las cuencas de Asturias, Apanás y Río Viejo para la explotación exclusiva del Estado.

La Ley de Estabilidad Energética y sus modificaciones (Ley 554 de 3 de noviembre de 2005 y Ley 600 de octubre de 2006) entró a regular el mercado de ocasión de manera temporal hasta el 31 de marzo de 2007. El precio de la energía vendida en el mercado de ocasión no podrá exceder el costo variable del generador más el 10% y más el pago de los cargos por transmisión. Este precio no podrá ser mayor, por cada generador, que el precio monódico establecido por contrato con el distribuidor más el 10%. En el caso de centrales con recursos renovables, los agentes que se benefician de la Ley 532 tendrán que ajustarse a la banda de precios establecida por la Intendencia de Energía.

A través de la Resolución INE 16-02-2006, establece que se liquidará a los generadores por venta a las distribuidoras, según el costo variable de cada generador más el 10%. Deberá pagarse, además, el cargo por transmisión. Este valor no podrá ser mayor que el precio del mercado de ocasión. En el caso de la máquina marginal se le liquidará a su costo más el 10%, más el cargo del peaje que le corresponda, siempre que no sea turbina de gas.

El Plan Indicativo de Generación del Sector Eléctrico 2005-2016 no contempla entre sus estrategias realizar importaciones y/o exportaciones de energía al menos en volúmenes que alteren la entrada en operación de los proyectos locales.

## **6. Panamá**

Con la Ley 6 de fecha 3 de febrero de 1997 se estructuró el sector eléctrico; en ella se autoriza la exportación e importación de energía. Se establece en el artículo 19 de la mencionada ley que la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) preparará anualmente los planes de expansión a que hace referencia el Capítulo IV, Título III, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por la Comisión de Política Energética.

Respecto del Sistema Interconectado Nacional, el artículo 61 de la citada ley permite que empresas localizadas en el extranjero puedan utilizar la red de interconexión para realizar intercambios internacionales; en tanto el artículo 68 permite la introducción, libre de impuestos, tasas y cualquier otro gravamen de los combustibles necesarios para la generación de electricidad.

En el artículo 92 se determina la obligación de las distribuidoras de contratar suministro de energía y potencia mediante procesos de libre competencia, que cumplan con los parámetros de Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP).

Por medio del numeral 30 del Decreto Ejecutivo 22, de fecha 19 de junio de 1998, se establece la prioridad en el abastecimiento del mercado nacional. En consecuencia, un agente del mercado podrá realizar exportación de energía y potencia, siempre y cuando disponga de energía y potencia, y no esté comprometida con otros agentes del mercado o no sea requerida por el Centro Nacional de Despacho (CND) para atender el mercado nacional.

En las reglas comerciales contenidas en el punto 9.2, del mercado mayorista se establece que el precio ofertado de importación en la interconexión, para el caso de los contratos, será el declarado por el CND y en el caso de importación de ocasión será el informado por el EOR. La importación participa en la formación del precio como una generación adicional en la interconexión internacional. El CND debe considerar la exportación de ocasión como un consumo interrumpible de corto plazo, que debe retirarse dentro de un plazo de una hora, sin necesidad de preaviso el día anterior.

Estas reglas comerciales permiten contratos de importación o exportación de largo plazo, bajo el numeral 13.2.2.2, en donde establece el cumplimiento del requisito de seguridad del suministro al mercado nacional para el caso de los contratos de exportación. Mientras que en los contratos de importación de potencia debe incluir el mecanismo para verificación de la disponibilidad.

Los contratos de exportación, de acuerdo al numeral 13.2.4.1 de las reglas comentadas, indica que un participante nacional podrá vender en contratos de exportación energía y/o potencia, siempre que disponga de energía y o potencia y no esté comprometida en otros contratos o en el servicio de reserva de largo plazo; cumpla con los requisitos exigidos por las reglas comerciales y que dicha energía o potencia no sea requerida por el CND para atender el mercado nacional.

En el punto 13.2.4.3, se estipula que un agente vendedor, para cumplir con el requisito de prioridad de abastecimiento del mercado nacional, deberá presentar al CND un Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo para demostrar que el contrato de largo plazo no afectará la seguridad del suministro de largo plazo del mercado nacional. Dicho estudio deberá demostrar que durante la vigencia del contrato existe suficiente potencia para la demanda nacional, considerando las reservas de confiabilidad establecidas en las condiciones hidrológicas históricas. El CND establecerá mediante una metodología de detalle los procedimientos, datos y formato del Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo.

Para cumplir con el requisito de prioridad al abastecimiento del mercado nacional, el CND deberá administrar los contratos de corto plazo de exportación con los criterios de interrupción establecidos en la reglas. Se entiende energía o potencia requerida por el CND para atender el mercado nacional, como aquella requerida en contratos de largo plazo con las condiciones previstas en el Estudio de Seguridad de Suministro antes mencionado; y la de contratos de corto plazo en las condiciones de interrupción para las exportaciones previstos en la reglas.

El CND podrá interrumpir una exportación ante condición de déficit para el suministro o para la reserva según los criterios de calidad y seguridad vigentes solamente si los contratos no corresponden a contratos de exportación de largo plazo autorizados. Por razones del despacho económico, el CND puede interrumpir en la programación semanal sólo contratos de importación o exportación de corto plazo con una notificación previa de una semana; en el predespacho diario sólo contratos de corto plazo con preaviso no menor de tres días. Si el CND interrumpe la importación y/o exportación en contratos de corto plazo no podrá acordar intercambios (importación o exportación) de ocasión.

Ante requerimientos de despacho económico, el CND está habilitado a interrumpir en la operación en tiempo real y tratándose de un redespacho en contratos de corto plazo con un preaviso no menor de dos días. Previamente debe haber suspendido todas las transacciones de ocasión. En la operación de suspensión de exportaciones, el CND primero suspenderá las de ocasión y posteriormente los contratos de corto plazo con prelación por su duración.

Las importaciones y exportaciones de ocasión son modeladas como un generador en la frontera en el caso de la importación y como la demanda de un gran cliente en el caso de las exportaciones. Ambas marcan precio en el mercado nacional.

En la Ley 45, publicada el 4 de agosto de 2004, se otorgan incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias. No pagarán cargos de distribución y transmisión las plantas hidroeléctricas menores a 10 MW, además podrán hacer contratos sin pasar por el proceso de licitación pública, mientras que estarán exoneradas por los primeros 10 años los sistemas de 10 a 20 MW (pequeñas centrales) y por los primeros 10 MW. Los incentivos básicamente fiscales se limitan a las plantas de hasta 20 MW y menores.

a) Exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como impuestos de transferencia de bienes corporales muebles y prestación de servicios para equipos, maquinaria, repuestos y demás insumos requeridos para la construcción, operación y mantenimiento.

b) Incentivo fiscal equivalente hasta por el 25% de la inversión total directa aplicable al Impuesto sobre la Renta con base en la reducción de los GEI.<sup>14</sup>

c) Crédito fiscal hasta por el 5% de la inversión total en obras de infraestructura que después pasen a ser de uso público.

Con el Decreto Ejecutivo 45 de fecha 10 de junio de 2009, que reglamenta la Ley 45 de la materia se hace la aclaratoria que los beneficios fiscales son sólo por los primeros 10 años de operación de los proyectos.

En cuanto a la generación con plantas eólicas, en la Ley 44 de fecha 15 de abril de 2011 se establecen incentivos para la construcción y explotación de centrales eólicas para el servicio público. La ETESA determinará anualmente la capacidad máxima que podrá conectarse al SIN, a corto, mediano y largo plazo sin que se afecte la confiabilidad y seguridad del sistema.

La ETESA realizará actos de concurrencia de compra de energía exclusivos para centrales eólicas, cuyos contratos tendrán una vigencia de hasta 15 años. Se limita al 5% del consumo anual de energía, la totalidad de los contratos exclusivos a otorgarse a centrales eólicas surgidos de procesos de concurrencia como se señala en el artículo 15. El Órgano Ejecutivo podrá aumentar dicho porcentaje cuando lo considere necesario para diversificar la matriz energética del país.

Asimismo, la ETESA determinará la cantidad a contratar en los actos de concurrencia exclusivos para centrales eólicas, publicará la convocatoria de los mismos, evaluará y adjudicará los contratos.

Dentro de esta política de incentivos se exonera de aranceles de importación, tasas, contribuciones y gravámenes, así como los impuestos de transferencia de bienes sobre los equipos y otros bienes para la importación de los equipos eólicos y de todo gravamen nacional por 15 años para la fabricación local.

Existe un procedimiento de compraventa de energía y potencia a través de actos de licitación pública. Este procedimiento ha sido modificado siete veces desde la publicación de su versión original en el año 2001. La normativa actual contiene una tabla que relaciona de forma inversa el tiempo de anticipación a contratar con el porcentaje mínimo a contratar. La tabla establece que para períodos de anticipación menores a dos años se debe contratar el 100% del requerimiento; mientras que para períodos

---

<sup>14</sup> Para las centrales de más de 10 MW, sólo es aplicable el 50% de este incentivo.

de entre 15 a 21 años de anticipación se debe contratar un monto equivalente al 30% de la demanda proyectada. La duración de dichos contratos no puede ser mayor a 15 años.

En la Ley 57 de 13 de octubre de 2009 se atribuye a la ETESA la responsabilidad de preparar los pliegos para las licitaciones de compra de energía y potencia, realizar el llamado y realizar la evaluación y la adjudicación de los actos de licitación.

De forma anual, el distribuidor debe entregar a la ASEP, antes de cada 30 de septiembre, un informe anual indicando los contratos a realizar en los próximos cinco años con las fechas correspondientes. Está prohibido incluir en los pliegos de licitación referencias a combustibles y fuentes de energía en particular así como a tecnologías y/o fabricantes.

El pliego de cargos incluirá cláusulas flexibles para que se puedan acomodarse ofertas por volúmenes menores a lo solicitado en los pliegos, que ofrezcan a precios menores del participante que ofrezca por la totalidad del llamado.

### III. SECTOR DE ENERGÍA

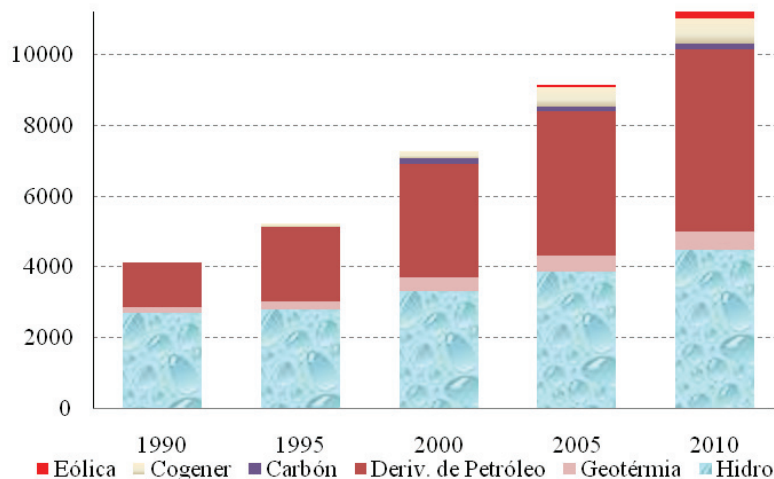
#### A. OPCIONES TECNOLÓGICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN REGIONALES

Las opciones con las que cuenta la región para afrontar el crecimiento de la demanda de electricidad están muy bien identificadas. Además de la hidroenergía, los estudios indican la aparición de otras fuentes primarias que cambiarán la matriz de la generación regional. Se trata de centrales de gran tamaño, al menos para la región, que usan Gas Natural Licuado (GNL), aunque se espera que el carbón también participe en la generación de electricidad, pero en mucha menor medida que el GNL.

No hay una expectativa de que ocurran cambios revolucionarios en el desarrollo tecnológico, al menos no durante los próximos 15 años, al punto que otras fuentes puedan hacer aportes significativos a la matriz energética regional. La hidroelectricidad es la opción que prevalece en la región por su gran potencial, aun por explotar, y por su conveniencia para controlar la emisión de los GEI. La generación termoeléctrica mediante la combustión de derivados del petróleo (*fuel oil* y *diesel*) verá reducir su participación de forma dramática en los próximos 15 años, de acuerdo con los estudios realizados.

El GNL ocupará esa vacante en la generación con derivados de petróleo y disputará el primer lugar a la hidroelectricidad, hacia el año 2025. Las importaciones de GNL mantendrán comprometida la independencia energética de la matriz regional de generación, que no podrá más que aumentar en la medida en que se agoten los sitios para el desarrollo hidroeléctrico (véase el gráfico 8).

**GRÁFICO 8**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA,**  
**1990, 1995, 2000, 2005 y 2010**  
(En MW)



Fuente: CEPAL.

Aportes menores los harán la geotermia y el carbón, mientras que la cogeneración con bagazo mantendrá una muy modesta participación a nivel regional. La energía eólica no logrará tampoco hacer contribuciones importantes, dado su reciente ingreso en la región. No se considera que otras fuentes, como la generación solar directa, al igual que otras tecnologías de generación, harán contribuciones perceptibles.

## 1. Hidroelectricidad

La fuente más importante en la región para generar electricidad es la hidroenergía, sea por su participación actual en la matriz regional, como por su potencial futuro. Hasta el año 2004 la hidroelectricidad era por sí misma la fuente más importante para la generación de electricidad en Centroamérica. En 1990 el 66,5% del total de la capacidad instalada de la región correspondía a la generación hidroeléctrica, mientras que para 2010 su participación había caído al 40%, principalmente por el rápido aumento de nuevas capacidades de generación con base en derivados de petróleo.

La hidroelectricidad, además de ser el recurso energético más importante en la región, tiene múltiples ventajas, contribuye a reducir la dependencia del petróleo importado, no produce emisiones de contaminantes (partículas, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, etc.) y un nivel muy bajo de GEI.<sup>15</sup> La construcción de centrales hidroeléctricas requiere de grandes inversiones de capital al inicio; sin embargo, esto es compensado por costos de operación y mantenimiento muy bajos.

La experiencia internacional demuestra que los grandes embalses, ya sean éstos para generar electricidad para otros usos (riego, consumo humano, etc.), generan impactos sociales importantes relacionados con desplazamiento de poblaciones, afectación a la flora y la fauna, así como los cambios que se producen en el uso de la tierra. Los casos de afectaciones asociadas a grandes embalses están ampliamente documentados en la literatura especializada y por los medios de comunicación.

En casi todos los países se reportan continuamente casos de oposición, tanto de la población local como de grupos ecologistas a la construcción de embalses en casi todos los países, esgrimiendo distintos argumentos: desplazamiento de poblaciones, afectación de áreas protegidas y de territorios indígenas, entre otros. Sin entrar a evaluar la validez de estos argumentos, existe hoy en la región un ambiente diferente, una actitud de la población local y de grupos de interés que están pendientes de estos desarrollos y que interfieren en la toma de decisión sobre acciones del proyecto, sobre todo cuando se trata de afectaciones a etnias locales. Ésta es la realidad con la cual deben lidiar los desarrolladores de centrales hidroeléctricas de la actualidad y del futuro.

Adicionalmente, en la región se constituyeron nuevas instituciones que velan por la protección del medio ambiente, con rangos de Ministerio o jerarquía similar, con leyes y normas a veces tan estrictas como las de los países más avanzados. Hace apenas 20 años estos organismos eran desconocidos en la región.

Esta nueva realidad no excluye otro tipo de centrales de generación, pero los conflictos producidos por embalses reciben una mayor cobertura mediática por estar relacionados con el desplazamiento de poblaciones, frecuentemente de etnias. El cambio de actitud de la sociedad civil va más allá de sólo el sector energético y se extiende a todas las grandes obras de infraestructura o a otras actividades (minería, red carretera, desarrollo turístico, etc.), que financian tanto al sector privado como al público.

No se puede afirmar que la oposición a los nuevos proyectos de generación hidroeléctrica se deba, únicamente, a que se trata de desarrollos con inversión privada. El desarrollo de proyectos hidroeléctricos

---

<sup>15</sup> La vegetación que es inundada dentro del embalse, al descomponerse produce metano que es 20 veces más potente como gas de efecto invernadero que el CO<sub>2</sub>. Las emisiones de metano debieran disminuir con el tiempo, pero este tema todavía está siendo debatido.

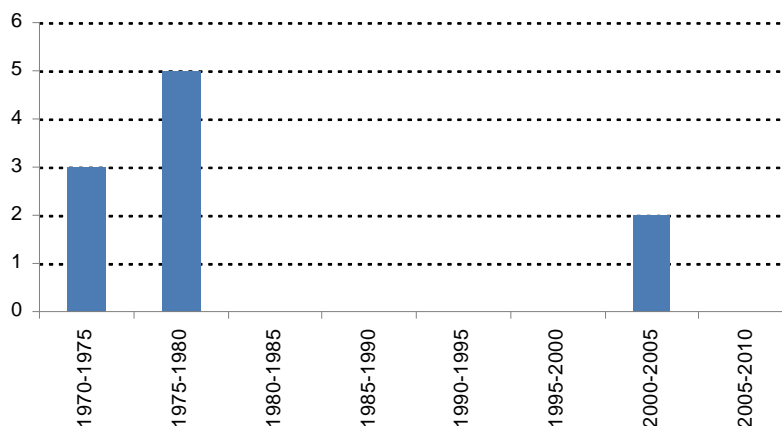
por empresas estatales ha registrado el mismo nivel de conflicto que sus pares privados. Se trata de un cambio de actitud de la sociedad, fruto del nuevo paradigma político.

En definitiva, los proyectos de infraestructura, producto de esta nueva realidad social y política, son dramáticamente más complejos que aquellos del mismo tipo que se realizaron hace 30 o 40 años atrás. El impacto sobre los costos y los atrasos ocasionados por los conflictos que se generan con la población local pueden poner en peligro la viabilidad misma de los proyectos, aun de los que estén en construcción. Es de esperar que estas dificultades se acentúen en el futuro, debido al aumento de la población y que los proyectos con factibilidad económica viable no puedan ser realizados por encontrarse en una zona de alto riesgo social o en zonas protegidas. El nivel de riesgo percibido por el sector privado es alto cuando se trata de desarrollar grandes proyectos hidroeléctricos.

En el año 2010 la región contaba con una capacidad hidroeléctrica total de 4.489 MW de capacidad hidroeléctrica distribuida en 126 centrales, la mayor parte de ellas correspondiente a centrales de menos <sup>16</sup> de 100 MW. Hasta el 2010, la región contaba con un total de 10 centrales hidroeléctricas con capacidad instalada mayor a 100 MW, de las cuales tres son de 300 MW.

En el gráfico 9 se aprecia el número de hidroeléctricas de 100 MW y el tiempo que tienen en operación en la región. Antes de 1975 no existían centrales de más de 100 MW de capacidad instalada. El auge de la construcción de este tipo de centrales se registró entre 1975 y 1985, al ponerse en operación ocho de las 10 centrales existentes actualmente en la región de ese tamaño. Durante el período 1985-2005 no se pusieron en operación nuevas centrales de esas características.

**GRÁFICO 9**  
**CENTROAMÉRICA: NÚMERO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE MÁS DE 100 MW Y AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN, 1970-2010**



Fuente CEPAL.

De acuerdo con la información disponible, la región cuenta con un total de 22.000 MW de potencial hidroeléctrico, de los cuales sólo se aprovecha el 17% (2004) y cuenta con recursos aún por aprovechar cercanos a los 18.000 MW, generados por centrales de distinto tamaño. Los recursos están

<sup>16</sup> El 85% corresponde a centrales de menos de 50 MW.

desigualmente distribuidos, ya que 73% de la capacidad hidroeléctrica por desarrollar está concentrada en tres países: Costa Rica, Honduras y Guatemala en proporciones muy similares cada una.

El potencial hidroeléctrico corresponde a estimaciones efectuadas por los países a partir de la evaluación de las cuencas hidrográficas, identificación de sitios y estudios con distintos niveles de profundidad. Las cifras del potencial a explotar, al igual que sucede con el resto de los recursos energéticos, es siempre materia de ajuste y cambia dependiendo de la metodología usada. La rentabilidad económica, los precios de las energías de sustitución y del desarrollo tecnológico determinan también el potencial energético de una fuente. Otro aspecto difícil de evaluar es el riesgo ambiental y social de los proyectos hidroeléctricos, especialmente los de grandes presas.

Es razonable entonces considerar las estimaciones de cifras sobre el potencial por explotar con prudencia. En el catálogo de proyectos hidroeléctricos presentados por el CEAC en el Plan de Expansión 2014-2025 se identifican 85 proyectos con datos suministrados por los países; los cuales suman un total de 8.175 MW, con costos unitarios, que van desde los 1.212 dólares/kW hasta los 6.117 dólares/kW. La lista incluye proyectos en el rango de 9 MW hasta los 704 MW. Entre éstos existen cuatro proyectos de más de 300 MW y otros cinco de más de 200 MW, pero menores de 300 MW.

La lista utilizada por el CEAC para su estudio identifica los sitios del proyecto, capacidad instalada estimada, inversión y fecha en que podría entrar en operación comercial. De acuerdo con esta lista, el potencial por desarrollar alcanzaría un total de 8.175 MW o casi un tercio del potencial mencionado en el documento *Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020*, publicado por la CEPAL en noviembre de 2007.

La cifra utilizada por el CEAC parece más realista porque ubica proyectos específicos. Hay 26 proyectos de la lista de 85 que presentan costos unitarios de más de 3.000 dólares/kW, que suman un total de 1.955 MW, y que en las actuales circunstancias económicas tendrían una dudosa rentabilidad, además de que 32 sitios presentan costos unitarios de entre 2.550 y 3.000 dólares/kW que se encontrarían en el umbral de la rentabilidad económica. Todo esto lleva a concluir que 8.175 MW deben ser considerados como un valor máximo más realista de la capacidad hidroeléctrica todavía por desarrollar.

Hay que tener en cuenta que algunos sitios con buen potencial de desarrollo tendrán que excluirse de la lista por encontrarse en zonas protegidas como parques, reservas forestales o derechos de pueblos indígenas. Si bien existen leyes que los declaran proyectos de interés público, los propietarios o las comunidades pueden generar fuerte oposición al desarrollo de presas, aun de tamaños muy modestos. La industria turística, con gran potencial de desarrollo en la región, puede ser también un grupo de oposición. El factor de exclusión (Trainer, 2007) de los proyectos aumenta proporcionalmente con la densidad de la población aledaña al sitio.

En los 12 escenarios presentados por el CEAC se asumen tres hipótesis para el desarrollo de centrales hidroeléctricas, conocidas como restricciones, a las que ya se hacía referencia en este mismo documento; la primera es la restricción media, que permite sólo desarrollar plantas de capacidades instaladas menores o iguales a 150 MW; la restricción fuerte, permitiendo únicamente desarrollar plantas de capacidades instaladas menores o iguales a 75 MW y una tercera, que es sin restricciones.

Los organismos internacionales, que otrora apoyaron la construcción de grandes presas, desde 1995 han revisado su política con respecto a los grandes emprendimientos hidráulicos, incluyendo los hidroeléctricos (Banco Mundial, 1997), después de haber sido blanco de críticas por su participación en proyectos muy controvertidos. Fue en este contexto que el Banco inició la revisión de estos proyectos. El

primero fue de carácter interno con la evaluación de más de 70 proyectos asistidos por el Banco. Con los viejos criterios utilizados por el organismo, 90% de los proyectos resultaban aceptables, mientras que con las nuevas políticas, 26% de ellos resultaban inaceptables y 48% potencialmente aceptables.

Se destacó que existe una marcada tendencia a la participación de la inversión privada en los proyectos que involucran grandes presas. Esto significó un énfasis en la reducción de costos, acortamiento de plazos de diseño y construcción y a descargar la mayor parte de los riesgos sobre otros actores, particularmente sobre el gobierno huésped. Otra tendencia observada es el gran interés público en estos proyectos, lo que conduce a cambiar el modo de cómo se planean, construyen y operan los mismos. Al mismo tiempo se reconoce que el creciente escrutinio público de posibles efectos ambientales y sociales de los proyectos pondrá en evidencia los beneficios y los costos reales del proyecto.

Los efectos adversos de las grandes presas, a corto plazo y acumulables, han sido seriamente subestimados, según el informe. El problema más serio en la construcción de grandes presas es el desplazamiento de población. Sea la población desplazada que aquella que la recibe, éstas deben ser beneficiadas por el proyecto. Otra población que resulta afectada es la que se encuentra aguas abajo del embalse. Los efectos sobre ésta no son considerados adecuadamente.

Por tanto, el mejor modo de desarrollar proyectos de grandes presas es el de integrar, desde un inicio, criterios ambientales y sociales dentro del enfoque tradicional de menor costo. Hay que reconocer que la alternativa de no desarrollar un proyecto así es una posibilidad, entre otras. De poner atención en implementar proyectos con altos estándares ambientales, la industria de grandes presas declinará en favor de la generación producida por el carbón y otras alternativas menos convenientes para el medio ambiente.

Los problemas ambientales y sociales, derivados de programas de reasentamiento pobremente diseñados, han impactado en la opinión hacia estos proyectos. Son comunes los sobrecostos y los retrasos. Todos los inconvenientes a los que se enfrenta la construcción de una planta de generación amenazan con desalentar futuras inversiones de la industria privada, lo que se traducirá en un problema en la medida en que los países sigan buscando este tipo de financiamiento. El problema de los reasentamientos debe ser resuelto. Lo que se requiere es un nuevo modelo de cooperación público-privada, mediante el cual el sector privado se comprometa a aceptar mayor responsabilidad por los resultados del proyecto y el gobierno a considerar la generación de electricidad como un asunto de naturaleza comercial sujeto a las reglas del mercado.

Por acuerdo del *World Conservation Union* (IUCN) y el Banco Mundial, se creó la *World Commission on Dams* (WCD) en noviembre de 1997, cuyo objetivo es hacer recomendaciones sobre políticas, estándares, lineamientos, buenas prácticas y códigos de conducta.

El informe preparado por la Comisión demuestra que muchos proyectos tienen la tendencia a presentar sobrecostos y retrasos. Los proyectos, en promedio, han cumplido con las expectativas para los que fueron concebidos, pero con considerables variaciones. Los retrasos, sobrecostos y variabilidad en la producción de energía sugieren una fluctuación en el desempeño económico de los proyectos. La experiencia ha demostrado que los costos de operación y mantenimiento aumentan con el tiempo. De un total de 20 casos, nueve muestran una tasa de retorno menor del 10%.

## **2. Gas natural. Una opción**

El gas natural ha tenido presencia en la industria desde hace 30 años como el combustible fósil preferido por una demanda en constante crecimiento. Desde inicios de la última década del siglo XX, la preocupación por la

protección al medio ambiente local y el cambio climático despertaron un renovado interés por el uso de gas natural, sobre todo para la generación de electricidad.

Durante los últimos 20 años, el gas natural ha pasado a ser el segundo combustible más utilizado para generar electricidad en el mundo. De acuerdo con la información disponible de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), el consumo de gas desplazó al conjunto de los derivados del petróleo como el segundo combustible más importante en la generación de electricidad, sólo después del carbón. En 2008, el gas natural generó el 21% del total mundial de electricidad, mientras que en 1973 su participación era apenas del 12% (véase el gráfico 10).

**GRÁFICO 10**  
**PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES EN LA GENERACIÓN MUNDIAL DE**  
**ELECTRICIDAD, 1973 y 2008**



Fuente: International Energy Agency.

En las últimas décadas, la industria del gas natural ha experimentado grandes cambios, tanto en la estructura de su mercado como en el desarrollo tecnológico; se produjeron cambios también en la dimensión política y económica de la industria. Aun cuando la industria del gas natural es vista frecuentemente como una actividad similar a la industria del petróleo, existen diferencias significativas entre ambas.

Por su naturaleza, la cadena de suministro del gas natural es mucho más compleja que la del petróleo. Se requieren grandes inversiones específicas que tienen poco o ningún uso alternativo, todas relacionadas con el transporte desde el sitio de producción hasta el consumidor final. Las inversiones para el transporte del gas natural son altas y de lenta maduración. Las dos alternativas tecnológicas disponibles para el transporte del gas natural son gasoductos o el gas natural licuado (GNL), ambas con características económicas de monopolios naturales. Como resultado, al igual que las redes de distribución y transmisión de electricidad, el transporte por ductos y la distribución del gas natural requieren de la aplicación de una regulación.

La llegada del gas natural en Centroamérica supone importantes retos de carácter regional que los países y los organismos regionales deben abordar con celeridad, dados los tiempos relativamente cortos y la falta de experiencia en esta nueva actividad. Las características económicas del mercado del gas natural, a diferencia de las importaciones del petróleo y sus derivados, hacen necesario un análisis más detallado del problema. Desde el punto de vista del consumidor, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos del gas natural que no se tenían del petróleo.

a) Debido a las características específicas requeridas para el transporte de gas y a las altas inversiones involucradas, se requiere de un consumo mínimo que asegure el retorno de la inversión mediante una relación contractual de largo plazo entre vendedor y comprador de gas. Sólo un gran generador de electricidad en la región podría asegurar un nivel de consumo mínimo para justificar inversiones en gasoductos o en infraestructura para recibir GNL.

b) Dadas las características de la región y del mercado internacional del gas natural, la alternativa más probable de transporte para Centroamérica es en forma de GNL, lo que requerirá una inversión cuantiosa en puertos, sitios de almacenamiento, regasificadora y ductos de transporte al consumidor final.

c) En la inversión para la infraestructura de GNL se deben considerar los beneficios de la economía de escala, presentes en este tipo de inversiones. Además, existe la posibilidad de que, una vez que haya presencia de GNL en la región, aparezcan otros generadores locales alimentados con gas y otros consumos diversos a la generación de electricidad (industrias, transporte, entre otros), tanto en el territorio del país huésped de la instalaciones de GNL como en los países vecinos.

d) Las características de monopolio natural que presenta la infraestructura de GNL harán necesario garantizar el libre acceso y la regulación de la actividad de transporte de gas. La posibilidad del surgimiento de consumidores fuera del país requerirá que se contemple la creación de una regulación regional. La incorporación en el área de la electricidad muy probablemente resulte también en una integración regional en materia de gas natural.

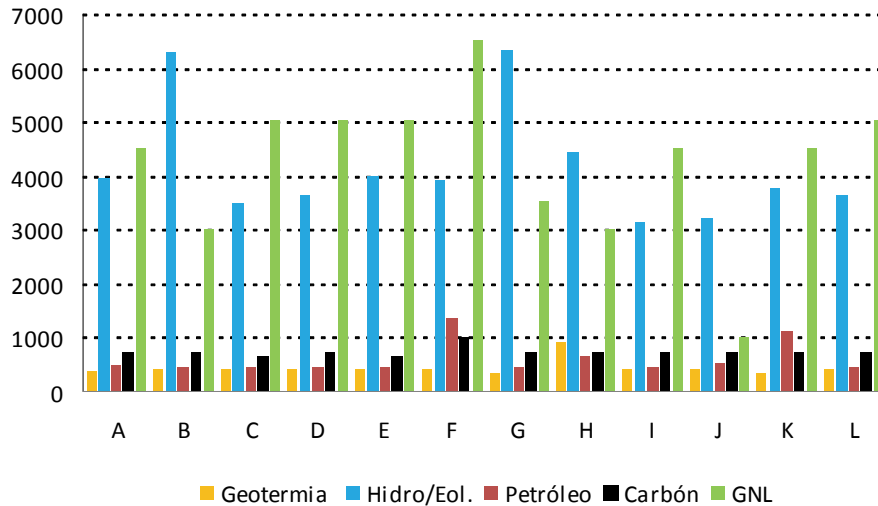
Regionalmente, la puesta en marcha de los contratos firmes regionales, al igual que los derechos de transmisión, es una condición necesaria para viabilizar los proyectos de gas natural. La inversión necesaria para la infraestructura de GNL, que es la opción de abastecimiento de gas que se considera en el informe de referencia, hace necesario que el proveedor de gas asegure la recuperación de la misma mediante un contrato de largo plazo con el generador, y que a su vez éste asegure los ingresos provenientes de las ventas de electricidad en contratos locales de largo plazo o en contratos firmes de largo plazo regionales.

En la región, de acuerdo con los ejercicios de prospectiva realizados por el CEAC, el gas natural está llamado a ser, conjuntamente con la hidroenergía, una de las fuentes de generación más importantes en el futuro de la región. En el gráfico 11 se aprecian los resultados del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2011-2015 sobre la nueva capacidad a instalar en la región entre los años 2014 y 2015, en la cual se destaca el hecho de que en siete de los 12 escenarios propuestos, la cantidad de MW de capacidad de generación con base en GNL superaría la nueva capacidad en centrales hidroeléctricas, que recién comiencen operaciones.

De acuerdo con el informe del CEAC, entre los años 2014 y 2025 se podrían estar instalando en la región entre 1.000 y 6.525 MW de centrales a gas natural, dependiendo de las hipótesis que sustentan los escenarios (precios del petróleo, restricciones a la construcción de hidroeléctricas, interconexiones internacionales, etc.). En todo caso, la importancia a futuro de la generación de electricidad con base en gas natural será solo comparable con la hidroelectricidad, mientras que el resto de las fuentes (carbón, geotermia, etc.) tendrán sólo una participación marginal.

La geotermia, otro recurso natural utilizado en la región, tendrá una participación marginal en la futura capacidad instalada de generación, que oscila en el rango de 411 a 911 MW, según del escenario de que se trate, según el informe del CEAC. Otras fuentes de generación como la eólica, la biomasa, y la solar harían contribuciones poco significativas a la nueva capacidad de generación.

**GRÁFICO 11**  
**CENTROAMÉRICA: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA PARA**  
**EL PERÍODO 2014-2025**  
*(En MW)*



Fuente: CEAC.

### 3. Gas natural licuado

El gas natural licuado (GNL) se obtiene del enfriamiento a una temperatura de  $-162\text{ C}^{\circ}$  de gas natural limpio de impurezas que lo convierte a estado líquido, reduciendo a 1/600 su volumen a presión y temperatura ambiente. El GNL es transportado en embarcaciones, especialmente construidas para ese propósito y llevado a puertos donde será almacenado y convertido de nuevo en gas para su distribución y consumo final. Como regla general, cuando la distancia entre el proveedor y el consumidor de gas es mayor a 6.000 km, la alternativa del GNL es más conveniente.

El Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2010-2025 considera directamente la opción del GNL, haciendo referencia a los estudios realizados por el Programa de Integración Energética de Mesoamérica (PIEM), que descarta la posibilidad de abastecimiento por gasoductos desde Colombia y/o México. Se establece, además, a Trinidad y Tobago como la mejor opción para el abastecimiento de la región.

Los escenarios del CEAC plantean que cada país invierta 1.547 millones de dólares americanos en la infraestructura para importar el GNL (Puertos, regasificadora, almacenamiento y ductos) para suministrar gas a unidades de 500 MW. También asume que el precio del GNL para el consumo final es de 5,93 \$/mmBTU, bastante optimistas si se considera que los precios promedio de los contratos a futuro en los Estados Unidos en los últimos tres años han sido de casi 6\$/mmBTU, con picos de hasta 13\$/mmBTU durante 2008 (EIA, 2010). Los precios en el mercado europeo se sitúan en cerca de los 7\$/mmBTU. Una revisión de estos valores se hace necesaria.

El costo de la terminal para GNL varía mucho dependiendo del sitio, pero generalmente los tanques de almacenamiento concentran entre 40% y 45% del total de la inversión. Consideraciones

geológicas del sitio y las leyes ambientales y de seguridad tienen gran influencia en los costos de inversión de las terminales. En zonas sísmicas como en Centroamérica, el más probable, por cuestiones de seguridad, es que el almacenamiento sea soterrado. Los tanques soterrados suelen costar hasta cinco veces más que la opción a nivel del terreno (Tusani & Shearer, 2007).

Hasta hace pocos años la región sólo podía contar con una fuente de abastecimiento factible: Trinidad y Tabago. El abastecimiento vía el Caribe pone a la región en la necesidad de instalar la infraestructura para la importación del GNL en el área menos poblada y con menor desarrollo de la región. Con el tiempo han surgido otras opciones de suministro. También a plazo medio la costa de los Estados Unidos por el Golfo de México podrá ser una vía para la exportación de GNL cuando se desarrollen los yacimientos de gas no-convencional en ese país.

El yacimiento de gas de Camisea en el Perú, que entró en operación en 2004, abre para la región una oportunidad para la importación de GNL en la vertiente del océano Pacífico donde se ubica la mayor parte de la población y de la actividad económica. Se estima que el yacimiento de Camisea contiene unos 8,7 trillones de pies cúbicos de gas y 545 millones de barriles de hidrocarburos líquidos. El sitio de la producción ubicado en el Departamento del Cuzco, en la amazonia peruana, se conecta con Lima mediante ductos de aproximadamente 540 km de longitud.

La terminal de licuefacción para exportar el GNL, asociada al yacimiento de Camisea, situada a 170 km al sur de Lima, entró en operación en 2010, y tiene una capacidad de 6.000 millones de metros cúbicos de gas. La mayor parte del GNL está contratado para exportarse a la terminal del puerto de Manzanillo en la costa pacífica de México, aunque también se exportará GNL a compradores asiáticos.

En uno solo de los escenarios analizados, el Caso J, se proyecta una única planta de GNL por un total de 1.000 MW y es en Honduras, tan cercana como en el año 2015. En los otros 11 escenarios aparecen plantas de 500 MW en más de un país. De estos 11 escenarios; dos contemplan la inversión para infraestructura en los seis países; en siete escenarios sólo para cuatro países y en dos escenarios se proyecta hacerlo únicamente en tres países. Si existiera más de un país interesado en generar con GNL, habría que analizar la posibilidad entre un abastecimiento integrado o uno individual. El abastecimiento integrado implica la construcción de gasoductos transfronterizos y el nacimiento de un mercado regional de gas.

El mercado de gas natural fue afectado, al igual que los productos básicos, por la crisis económica internacional. En la próxima década, la probable entrada en producción de los yacimientos de gases no-convencionales en los Estados Unidos tendrán una influencia determinante en los precios del gas natural y en el futuro del mercado del GNL. La *Energy Information Agency* (EIA) estima que las reservas de gas de los Estados Unidos de América podrían triplicarse de confirmarse las reservas no convencionales de gas natural.

#### **4. El carbón**

Tal como se mencionó previamente, el carbón es la fuente primaria más importante para generar electricidad a nivel mundial y lo seguirá siendo por las próximas tres décadas al menos (Martin, 2008). A pesar de su fuerte carga ambiental, de su baja aceptación social y de los compromisos para reducir la emisión de GEI, el carbón logró aumentar su participación en la composición de la generación mundial de 38% a 41% entre los años 1973 y 2008. Los estudios prospectivos indican que el carbón se mantendrá como el combustible más importante para la generación de electricidad durante las próximas cuatro décadas.

De acuerdo con la línea base de proyección de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en el año 2050 el carbón aportará hasta el 47% de la generación mundial de electricidad, mientras que el estudio del *World Energy Technology Outlook 2050* de la Comisión Europea pronostica que el carbón podría representar el 31,8% en el mismo año. En ambos escenarios el carbón se mantiene como combustible favorito para la generación de electricidad a nivel mundial.

Es el combustible fósil con mayores reservas y está distribuido más equitativamente a nivel mundial. Las reservas de carbón se estiman podrían durar 119 años al actual ritmo de consumo y existen unos 70 países que disponen de reservas comprobadas. El carbón sigue siendo más económico que el gas natural y los derivados del petróleo para la generación de electricidad.

En Centroamérica no existe tradición en el uso del carbón, ni como combustible industrial ni para la generación de electricidad. Sólo recientemente se ha comenzado a generar electricidad con carbón con la reconversión de una planta de 120 MW que utilizaba originalmente *fuel oil* (búnker) en Panamá en operación desde marzo de 2011 y una central de 90 MW en Guatemala que debe entrar en operación durante 2011. De acuerdo con el Plan de Expansión de la Generación 2010-2025 del CEAC, en la región se deberían instalar, en ese período, entre 750 y 1.000 MW generados a través de plantas de carbón, dependiendo del escenario considerado, cantidades modestas si se las compara con la nueva capacidad de nuevas hidroeléctricas y de centrales que serán alimentadas por GNL.

La alternativa que ofrece el carbón para la región deberá analizarse con mayor detenimiento dada la gran ventaja en precio que este ofrece con respecto al petróleo y al gas natural. Aun cuando el precio ha aumentado desde el año 2005 y durante 2006, observando la evolución de los precios del petróleo, comparativamente, los precios del carbón se mantienen muy bajos. El precio del petróleo, expresado en dólares americanos por unidad energética (Tep) en 2009, era cinco veces más que el del carbón, mientras que el precio del gas natural era tres veces más costoso que el carbón.

Además, el carbón presenta una amplia gama de posibilidades de abastecimiento que van desde la más cercana en la mina del Cerrejón en el Departamento de la Guajira en Colombia, hasta los puertos de los Estados Unidos, país que es el segundo mayor productor mundial de carbón después de China. La industria del carbón ha hecho avances significativos en el control de las emisiones y efluentes contaminantes, así como de las nuevas tecnologías del carbón (*Clean Coal Technologies*), que abren nuevas posibilidades para el uso de esta fuente de energía (Miller, 2005).

La tecnología del carbón también ha evolucionado. En toda la cadena de extracción, transporte y uso final se han logrado avances significativos. En 2005 el parque de centrales carboeléctricas a nivel mundial estaba compuesta por instalaciones subcríticas a carbón pulverizado, en las cuales el ciclo de vapor funcionaba a presiones entre 160 y 180 bars y temperaturas de 540°C a 560°C, con rendimientos de 35% a 36%. La nueva generación de centrales a ciclos super críticos, con presiones superiores a los 221 bars y temperaturas entre 550°C y 600°C, alcanzan rendimientos cercanos al 45%. El incremento del rendimiento en las centrales a carbón también significa menos emisiones contaminantes por kWh generado.

Otras tecnologías de combustión como el *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) parece ser la tecnología del futuro para el carbón, ejemplo de las cuales se podrán alcanzar rendimientos hasta del 50% con una dramática reducción de las emisiones con respecto a las plantas hoy existentes. La opción del carbón, como fuente para la generación de electricidad, podría hacer aportes importantes a la diversificación de la matriz energética y a la estabilización de los precios de la energía en la región. A la

vez, cumplir con los requerimientos ambientales. No se debe olvidar que el carbón seguirá siendo la fuente más popular para la generación de electricidad en el mundo.

## 5. Otras fuentes de energía

Se reporta también el aporte de otras fuentes, principalmente la geotermia y la eólica, aunque la cogeneración de electricidad en ingenios azucareros tendría alguna participación. Si bien en ciertos países pueden tener alguna importancia, la participación de este grupo de fuentes es regionalmente muy modesta. El impacto de este grupo de fuentes sobre las plantas regionales sería muy reducida y para algunas tecnologías de generación, imperceptible.

### a) Geotermia

La geotermia es una fuente presente en la región desde hace más de tres décadas y existen 507 MW de capacidad instalada equivalente al 5% del total regional, pero producen cerca del 8% de la generación total. Cuatro de los seis países cuentan con centrales geotérmicas: Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Costa Rica.

La generación geotérmica reviste particular importancia para El Salvador donde contribuyó en 2010 con el 25% de la generación total, pese a que sólo es el 13,7% de la capacidad instalada del país. En Costa Rica los 165,7 MW (el 6,4% de la capacidad instalada del país) producen el 12,4% de la generación total.

De acuerdo con las estimaciones del potencial en la región, existen 2.501 MW aún por desarrollar, una cantidad modesta si se consideran las necesidades futuras. Los países con mayor potencial son Nicaragua, que dispone de un potencial por desarrollar de 1.123 MW, seguida por Guatemala con 967 MW. Entre ambos países cuentan con el 84% del potencial todavía por desarrollar. En Costa Rica las leyes ambientales limitan el desarrollo geotérmico por encontrarse en sitios protegidos; cuentan sólo con 69 MW, de los 865 MW pendientes por desarrollar.

En los 12 escenarios analizados en el Plan Indicativo del CEAC, la geotermia contribuiría de forma modesta en la composición del futuro parque de generación regional. Se estima que podrían instalarse entre 381 MW y 911 MW de centrales geotérmicas entre 2010 y 2025. Estos valores representarían entre 4% y 9% del total de la nueva capacidad por instalar durante ese período. Los mayores aportes de la geotermia se producirían en Nicaragua.

### b) Eólica

El mercado internacional de la energía eólica mantiene su dinamismo a pesar de la crisis financiera. En 2010 se instalaron 39 GW, la mitad de ellos en países emergentes como China, que logró convertirse en ese año en el país con mayor capacidad eólica en el mundo con 44,7 GW, superando a los Estados Unidos con 40,2 GW. En poco menos de 15 años se han instalado cerca de 198 GW, consolidándose como la fuente renovable de mayor crecimiento. Actualmente existen instalaciones eólicas comerciales en 83 países (REN21, 2011).

En Centroamérica se cuenta con parques eólicos desde 2000; Costa Rica actualmente dispone de 120 MW y genera el 3,7% de la producción nacional de electricidad. El segundo país que incorporó la generación eólica fue Nicaragua en 2009 con 40 MW, que fueron aumentados a 60 MW en 2010, los cuales produjeron en ese año el 4,8% de la electricidad total del país. Sin embargo, regionalmente la energía eólica genera sólo el 1,3% de la producción de electricidad.

La región no es conocida por disponer de grandes recursos eólicos, pero existen sitios con excelentes condiciones para su desarrollo. La información sobre el potencial eólico de la región es escasa y fragmentada. La estimación realizada por *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA, por sus siglas en inglés) en cinco países, incluyendo Belice, identificó 12.969 km<sup>2</sup> de áreas con potencial eólico bueno y excelente (400 a 600 W/m<sup>2</sup>); sin embargo, en estos países predominan vientos de clase 3 (300 a 400 W/m<sup>2</sup>) catalogados como moderados. La SWERA advierte que se trata de una estimación teórica, por lo que no todo ese potencial es técnicamente viable. En algunos casos, sitios con buen potencial se encuentran en zonas protegidas.

El ya citado Plan de Expansión del CEAC es bastante pesimista con respecto a la generación eólica. De acuerdo con dicho ejercicio de prospectiva, a los 160 MW ya existentes se les adicionarían 252 MW más entre 2010 y 2013. A partir del año 2014 sólo en un escenario se contempla la adición de 200 MW. En el mejor de los casos, la energía eólica tendría al año 2025 unos 600 MW, instalados en cuatro de los seis países de la región, equivalentes al 3% de la capacidad instalada para ese año. Dado el bajo factor de planta de las centrales eólicas (de 30% a 35%) se debe concluir que el aporte de energía de esta fuente sería cercana al 1% en la generación regional.

La naturaleza dependiente de un recurso natural de la energía eólica limita su capacidad de competir con otras fuentes y crea problemas operativos en despacho de energía. La variación de la velocidad del viento no es sólo altamente estacional; gran porcentaje de la producción de energía está concentrada en pocos meses (entre 50% y 80% se produce en ocasión de la estación seca entre diciembre y abril), sino que su potencia instantánea es altamente variable.

En sistemas donde la participación de la generación eólica es importante (30% y más de la capacidad instalada), la elevada variabilidad de la velocidad instantánea del viento hace necesario aumentar los niveles de la reserva rodante del sistema, con el consiguiente aumento en los costos de producción. En sistemas altamente interconectados como los europeos<sup>17</sup> o los de América del Norte, la situación no causa mayores preocupaciones. En tal sentido, la entrada de la línea del proyecto SIEPAC permitiría acomodar más generación eólica en la región sin necesidad de subir la reserva rodante individualmente en los países.

Otros aspectos que la línea del SIEPAC facilitará a las futuras inversiones en energía eólica es permitir el aprovechamiento de la diversidad de regímenes de viento en la región. Integrar los parques eólicos en el MER, permitirá a esta fuente de energía mitigar los efectos de la variabilidad local y mejorar sus posibilidades de entregar energía con mayor grado de firmeza, que es precisamente el *handicap* de la energía eólica más conocido para participar en Contratos de Energía Firme. Estos aspectos tendrán que ser considerados cuando la CRIE establezca los criterios para la determinación de la Energía Firme.

---

<sup>17</sup> En Dinamarca y España, en donde la capacidad de generación eólica es muy importante, en horas particulares de los días de mayor producción eólica, más del 50% de la demanda, en un determinado momento, puede ser abastecida por la energía eólica; no obstante, estos países cuentan con robustas interconexiones internacionales y pueden fácilmente compensar las variaciones súbitas del viento.

La participación conjunta de parques eólicos de varios países como un único generador podría permitir la participación de la energía eólica en contratos de energía firme. Sin embargo, será necesario realizar un estudio que demuestre la viabilidad.

### c) **Biomasa y solar**

En Centroamérica la participación de la biomasa en la generación de electricidad se registra a través de la cogeneración de vapor y electricidad en los ingenios azucareros, por la combustión de bagazo de caña durante los períodos de zafra, los cuales pueden durar de seis a siete meses al año durante la estación seca, en la que se producen excedentes de electricidad.

Esta cogeneración es importante en Guatemala (371,5 MW) y Nicaragua (121,8 MW) de un total regional de 724 MW en el área. En estos países se genera 12,4% y 6,8% respectivamente de la electricidad producida localmente (datos de 2010). Regionalmente, la capacidad instalada de esta fuente de energía en el año 2010 fue del 6,4% del total, produciendo el 3,9% del total de la generación regional.

Existen aproximadamente 25 ingenios azucareros en la región, que produjeron en 2010 aproximadamente cerca de 1.592 GWh para consumo propio y para venta a terceros; existen, además, otros 27 ingenios que potencialmente podrían cogenerar electricidad para vender a terceros, lo que eventualmente podría duplicar la producción actual con esta fuente. Las mayores instalaciones de generación por biomasa están en Guatemala, en donde se han acondicionado éstas para quemar combustibles derivados del petróleo y producir fuera del período de zafra.

El multicitado Plan del CEAC no hace hipótesis alguna sobre la cogeneración a futuro porque se supone que ésta se mantendrá como una actividad subsidiaria de la industria azucarera y por consiguiente dependerá de variables exógenas al sector energético. No obstante, su contribución podría ser mayor que la energía eólica y otras fuentes renovables como la solar, particularmente en algunos países en los que la producción azucarera seguirá siendo importante.

No se hace una hipótesis, tampoco, sobre la participación de otras fuentes de energía en el supuesto razonable de que su contribución no será perceptible a nivel regional, principalmente por los altos costos de producción y el estado de desarrollo tecnológico. Se puede mencionar únicamente el aprovechamiento directo de la energía solar en sus dos alternativas para la generación de electricidad: fotovoltaica y centrales solares.

La región cuenta con buenos niveles de insolación, entre 4 y 7 kWh/día, con mayores promedios en la vertiente del Océano Pacífico. El mercado internacional de las celdas fotovoltaicas es el de más rápido crecimiento entre las fuentes renovables. La reducción de sus costos y las políticas de subsidios en varios países han logrado instalar 40 GW a nivel mundial, más de siete veces la capacidad existente hace apenas cinco años. La energía solar fotovoltaica es competitiva para electrificación rural cuando compete con pequeños generadores *diesel* o a gasolina y a veces contra la extensión de la red de distribución. No hay expectativa de que al menos hasta el año 2025 la fuente fotovoltaica tenga alguna incidencia en los planes de generación regionales.

Finalmente, conviene referirse a las centrales solares, ya que esta opción de generación se menciona en los planes de expansión de algunos países. La tecnología de centrales solares consiste en concentrar la radiación solar en un punto mediante el uso de espejos controlados que siguen la trayectoria del sol para conseguir altas temperaturas (cerca de 1.000°C) y así producir vapor en una caldera para

generar electricidad. Esta aplicación de la energía solar es posible únicamente en sitios con abundante radiación directa,<sup>18</sup> con escasa nubosidad (áreas desérticas y semidesérticas). A pesar de contar con buenos niveles de radiación solar, Centroamérica presenta altos niveles de nubosidad sobre gran parte del año, lo cual podría ser una dificultad para este tipo de aplicaciones de la energía solar.<sup>19</sup>

Finalmente, la cogeneración, altamente estacional, y la energía solar, con ciclos diarios de generación, tendrían dificultades también para participar en contratos firmes por su naturaleza intermitente.

## **B. EL IMPACTO DE LAS INTERCONEXIONES EXTRARREGIONALES EN LOS PROYECTOS REGIONALES DE GENERACIÓN**

Los resultados del Plan de Expansión 2010-2025 preparado por el CEAC permiten analizar el impacto que las interconexiones extrarregionales, principalmente con Colombia en el parque de generación regional. De los 12 escenarios analizados en el plan, solamente en dos de ellos se excluye la interconexión con Colombia, escenarios D y K.

El primero de ellos, el D, hace referencia a una demanda media (crecimiento a 4,9%), también a una alza moderada de los precios del petróleo, una restricción media que contempla la construcción de centrales hidroeléctricas de menos de 150 MW y supone la operación de la línea del SIEPAC. El escenario K hace referencia al caso de la autonomía individual de los seis países, es decir, sin la línea del SIEPAC y sin la interconexión con Colombia.

Si se excluye el escenario F, que implica atender una demanda alta (crecimiento a 6%), con ciertamente un incremento de la capacidad instalada para cubrir una mayor demanda, y el escenario J, que no es comparable con el resto, ya que se refiere a un horizonte sólo hasta el año 2020, se puede apreciar del gráfico 12 que la diferencia entre los escenarios proyectados con la nueva potencia total a ser instalada entre 2010 y 2025 no es significativa.

Excluyendo los escenarios F y J, por las razones antes señaladas, la nueva capacidad instalada en la región variaría entre 9.295 y 11.430 MW, con un promedio calculado sobre los 10 escenarios considerados de 10.330 MW.

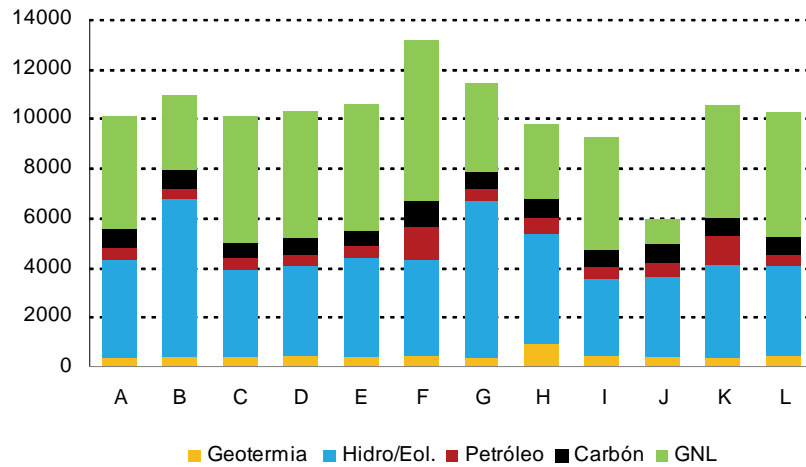
En el gráfico 13 se presenta el volumen de intercambios regionales (exportaciones netas) de los 12 escenarios considerados. El efecto de la entrada de operación del primer circuito de la línea del SIEPAC, que haría posible el intercambio hasta 300 MW, explicaría el súbito aumento que experimentarían los intercambios a partir de 2012. La entrada en operación del segundo circuito de la línea del SIEPAC en 2020 explicaría igualmente el incremento de los intercambios regionales en ese año.

---

<sup>18</sup> La radiación solar es la suma de dos componentes: la directa y la difusa y se miden con aparatos diferentes. La radiación directa es aquella que proviene en línea recta del sol, mientras la difusa es la que se refleja en nubes y otros cuerpos. La presencia de nubes merma la capacidad de concentrar los rayos de sol y disminuye la generación.

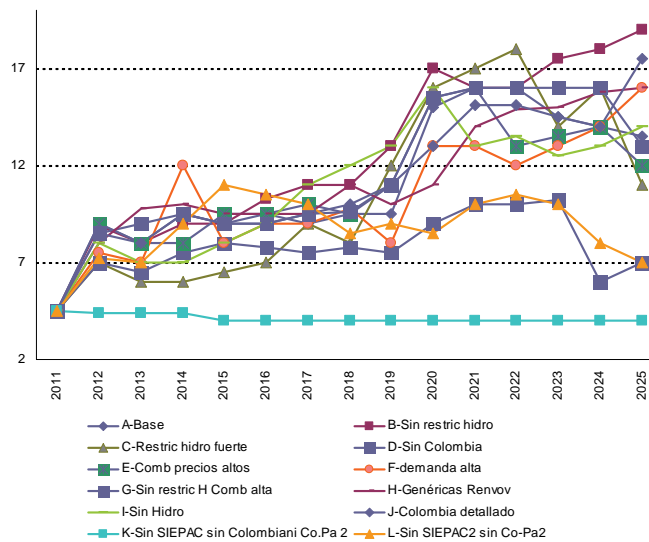
<sup>19</sup> La energía fotovoltaica puede funcionar con energía solar difusa y su producción es menos afectada por la nubosidad.

**GRÁFICO 12**  
**CENTROAMÉRICA: NUEVA CAPACIDAD POR FUENTE, 2014-2025**  
*(En MW)*



Fuente: CEAC.

**GRÁFICO 13**  
**CENTROAMÉRICA: INTERCAMBIO DE ENERGÍA SEGÚN ESCENARIO, 2011-2025**  
*(En Miles de GWh)*



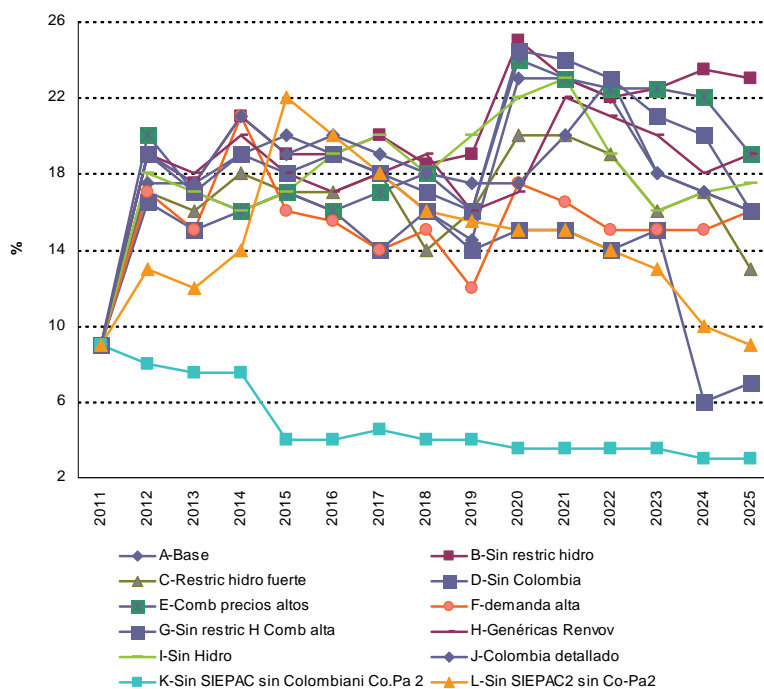
Fuente: CEAC.

De los resultados del Plan del CEAC, vale la pena destacar el escenario K, que hace referencia a un desarrollo eléctrico independiente de cada país, ya que trata la posibilidad de que no opere la línea del SIEPAC ni la interconexión con Colombia. Los efectos sobre los intercambios de energía son evidentes en el gráfico.

De acuerdo con los resultados del CEAC, con excepción del escenario K antes mencionado, los intercambios muestran un comportamiento homogéneo, con volúmenes de intercambios muy similares hasta el año 2020, con un lapso entre 2014 y 2020 bastante estable, durante el cual los intercambios se mantendrían entre los 8.000 y 11.000 GWh por año. Al final del período, las diferencias en los intercambios entre los distintos escenarios son significativas.

En términos porcentuales (véase el gráfico 14), entre 2014 y 2020 las exportaciones netas podrían representar volúmenes importantes de la demanda regional desde un mínimo del 8% hasta un máximo de 25%.

**GRÁFICO 14**  
**CENTROAMÉRICA: EQUIVALENCIA EN PORCENTAJE DE LOS INTERCAMBIOS DE LA DEMANDA REGIONAL, 2011-2025**



Fuente: CEAC.

### C. DESAFÍOS DE LA REGIÓN

Habiendo avanzado hasta este punto en la integración regional, la situación actual debe ser abordada inmediatamente por los gobiernos mediante los organismos de control que se crearon con el Tratado Marco a fin de velar por el cumplimiento de sus objetivos. Por medio del Segundo Protocolo del MER se constituyó el Consejo Director del MER (CD MER), facultado para representar los intereses de los países signatarios del Tratado Marco, para corregir la actual situación, aprobando una hoja de ruta con un cronograma para su cumplimiento.

Los retos que enfrentan a futuro los organismos regionales y los países para profundizar la integración regional es la promoción de plantas regionales. Éstas son un requisito indispensable para la consolidación de la integración eléctrica regional, en la medida en que permitirá el aumento de las

transacciones entre los países, de una manera firme y en mayores volúmenes, asegurando así el uso de la infraestructura de transmisión de la línea del SIEPAC y la recuperación de la inversión a su empresa propietaria. El contrato firme de largo plazo, como define el RMER, es la herramienta comercial para viabilizar las plantas regionales.

Una planta regional de gran tamaño, pensada para exportar energía, puede beneficiarse de las economías de escala y producir a mejores precios, desplazando generación más costosa y favoreciendo al consumidor final. Las plantas regionales también permitirán el desarrollo de las redes de transmisión, tanto nacionales como regionales.

El diseño del MER y los mecanismos previstos para la aprobación de los contratos firmes permiten cierto grado de maniobra a las partes del contrato para superar situaciones en las que puede peligrar su cumplimiento por acciones *de facto* del gobierno del país huésped del generador, ante el riesgo de racionamiento o de precios altos, sobre todo cuando se trate de un contrato de largo plazo.

La puesta en operación comercial de la línea del SIEPAC y del funcionamiento del MER hace que la probabilidad de que se presente una situación de racionamiento sea baja, al contar con un sistema robusto de transmisión que permite el apoyo mutuo ante emergencias o ante condiciones adversas de la hidrología. Éste es uno de los beneficios más obvios del MER. Sin embargo, la posibilidad de una sequía prolongada, que generalmente es un fenómeno climático que puede extenderse a toda la región o a varios países, incrementa el riesgo de racionamiento asociado.

También existen riesgos ocasionados por situaciones de altos precios en el mercado local de electricidad, que pueden inducir a un regulador nacional a limitar las transacciones internacionales, tal y como ya se ha visto en la región en el pasado reciente. Hay que recordar que la existencia del MER justamente permitirá a los países optimizar sus costos de generación porque abre la posibilidad de importar energía, desplazando plantas locales más costosas. Cuando el MER entre a operar a plena capacidad, la posibilidad de que un regulador intervenga un contrato firme para controlar situaciones coyunturales de altos precios locales será muy baja.

Las posibilidades que abre el MER para mitigar los riesgos de altos precios y de racionamiento, al contar con una red de transmisión más robusta, pueden ser complementadas por garantías como las que ofrece la Agencia a la Garantía de la Inversión Multilateral (MIGA, por sus siglas en inglés) para cubrir riesgos como la suspensión de los contratos firmes por el país huésped del generador.

La MIGA es una agencia del Banco Mundial constituida en 1988 para promover la inversión privada en los países en vías de desarrollo mediante el otorgamiento de garantías contra riesgos, como el de la repatriación de los beneficios, la expropiación, guerras y disturbios sociales e incumplimiento de contratos por el país huésped del activo.

La MIGA, que ha otorgado más de 850 garantías en 92 países por un total de 16 billones de dólares, cubre cuatro categorías de riesgos, los cuales pueden ser adquiridos individualmente o múltiples en combinación.

### **1. Cobertura sobre transferencia de divisas**

Riesgos derivados de la imposibilidad del inversionista de convertir la moneda local en divisas para su repatriación fuera del país (beneficios, obligación principal, intereses, regalías, entre otros).

## **2. Cobertura sobre expropiación**

Protege contra la pérdida parcial o total de la inversión como resultado de actos del país huésped, que pueden reducir o eliminar la propiedad o el control de los activos.

## **3. Cobertura sobre guerra y disturbios sociales**

Protege contra daño, destrucción o desaparición de activos ocasionados por guerra o disturbios sociales, incluyendo revoluciones en el país huésped.

## **4. Cobertura contra incumplimiento de contratos**

Protege contra pérdidas derivadas de una suspensión o cesación definitiva de contratos por acciones del país huésped.

La duración de las garantías otorgadas por la MIGA es de aproximadamente 15 años para deuda y patrimonio (*equity*). Para el patrimonio, MIGA cubre hasta el 90% de la inversión más 180% por futuros beneficios dejados de percibir, atribuibles al proyecto. En el caso de préstamos, la MIGA cubre hasta el 90%, además del aumento de los intereses durante la duración del préstamo. El costo de las garantías depende de sector, del proyecto y del tipo de cobertura.

En el corto tiempo de existencia, la MIGA se ha establecido sólidamente en la comunidad financiera y sus procedimientos son simples y eficientes. No obstante, su cobertura está limitada a 200 millones de dólares por proyecto y 620 millones por país. Para muchos proyectos, sobre todo para los de generación regionales, esta cantidad puede lucir muy pequeña; sin embargo, la participación de la MIGA en el esquema financiero del proyecto facilita la movilización de fondos y garantías de otras agencias. Adicionalmente, la MIGA puede aumentar el grado de cobertura de los riesgos del proyecto, sindicalizando garantías de otras agencias.

Una vez concluida la línea y que el MER opere normalmente, los riesgos adicionales en los proyectos de plantas de generación regionales por la posible suspensión de un contrato firme, se pueden reducir y mitigar a niveles aceptables para los inversionistas. Los riesgos normales, asociados a la construcción de cualquier proyecto de inversión, de la envergadura de una planta regional, que se supone de un tamaño superior al promedio regional (500 MW y más), parecen ser más relevantes que los que puedan surgir del MER y de la aplicación de sus normas.

El riesgo/país y el riesgo de la actividad de proyectos de generación tendrán un peso determinante en la elección del país huésped del proyecto. La estabilidad de las instituciones, de la regulación, de la seguridad jurídica, y en general del clima de negocios en cada país, son aspectos que al final definirán el lugar y la tecnología del proyecto más que el riesgo de la suspensión del contrato firme.

En tal sentido, las plantas de generación regionales necesitan ser promovidas por los países y los organismos regionales de integración. Éste es también un mandato del Tratado Marco. Si bien se espera que la inversión privada desarrolle las plantas regionales, los organismos regionales y los países deberán acompañar todo el proceso, desde la identificación del proyecto hasta la operación, facilitando los permisos y la tramitación de derechos de vía.

Además de terminar la línea y de que funcione adecuadamente el MER, la región en su conjunto deberá emprender algunas acciones que van más allá del ámbito regulatorio para atraer inversiones para plantas regionales. Son varias las acciones que deben tomar los países y los entes regionales para viabilizar los contratos firmes de largo plazo y los proyectos regionales que van más allá de los asuntos meramente regulatorios; mencionemos algunas a continuación.

**a) Promover las plantas de generación regional**

El CD MER, tal como se establece en el literal b) del artículo 18 del Segundo Protocolo del Tratado Marco, tiene la responsabilidad de formular las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional a que se refiere el artículo 9 del Tratado Marco.

El CD MER debería contar con un grupo técnico que analice el tema de las plantas regionales y que prepare propuestas para la promoción de proyectos. La identificación de proyectos, la disponibilidad de bases de datos actualizadas, y quizá la preparación de estudios de viabilidad técnico-económica, pueden ser actividades a desarrollar por el equipo técnico. También el CD MER debería buscar asesoría de organismos internacionales en la promoción de inversiones (por ejemplo, La Corporación Financiera Internacional, IFC, por sus siglas en inglés) o agencias similares) para dar a conocer internacionalmente dichos proyectos.

La promoción de proyectos hidroeléctricos regionales requerirá del acompañamiento en materia ambiental de los gobiernos, así como en la resolución de problemas de índole social relacionados con la aceptación del proyecto por la población local, máxime cuando se trate de un proyecto que exportaría parte de su energía. La idea de que los recursos naturales locales deben ser explotados únicamente para satisfacer la demanda nacional es una idea muy arraigada en los planificadores y en la sociedad en general. El desarrollo de centrales regionales a carbón requerirá acciones similares debido al impacto ambiental a nivel local y la emisión de GEI.

El CD MER debería analizar también un asunto extremadamente importante, como lo es la conveniencia o la menor participación de los gobiernos en la inversión de plantas regionales, una actividad que es a todas luces más riesgosa que la inversión en la línea del SIEPAC. La participación de los países en la inversión de un proyecto regional de generación no es algo recomendable, pero no se puede descartar *a priori*. La participación de los gobiernos podría atraer inversión privada y reducir los riesgos asociados a este tipo de proyectos.

El CD MER debe también analizar la posibilidad de que los gobiernos participen, total o parcialmente, en una parte específica de los proyectos regionales de generación, como podría ser inversiones en la infraestructura para la importación del GNL (puertos, plantas regasificadoras, tanques de almacenamiento y ductos) para viabilizar el desarrollo de un mercado regional de gas natural.

**b) Lograr algún tipo de coordinación de las políticas energéticas**

El país huésped de un generador con un contrato de largo plazo tendría que disponer de una capacidad de generación excedente durante el tiempo que dure el contrato, mientras que el comprador tendría que depender de las importaciones por el mismo lapso. Dicho contrato afectaría los planes de expansión de ambos países y haría necesario acordar cronogramas y fechas.

La coordinación también es necesaria por razones políticas. La coordinación de las políticas energéticas de los países, cuyos agentes sean parte de un contrato firme de largo plazo, deberán convencer a los órganos políticos y a la sociedad civil de la bondad del contrato. Esta coordinación se hace más necesaria tratándose del desarrollo de proyectos binacionales o de proyectos regionales con participación de los países.

**c) Diversificar la matriz de generación de electricidad**

Los planes de expansión de la generación demuestran que, además de las fuentes renovables locales, como la hidroelectricidad y la geotermia, se incorporaría el gas natural licuado (GNL) con gran fuerza tan cerca de la segunda década del presente siglo. De acuerdo con los estudios del CEAC, la hidroelectricidad y el GNL se consolidarán como las dos fuentes primarias más importantes para la región en la producción de electricidad.

La llegada del GNL como fuente de energía en Centroamérica abrirá nuevas posibilidades a la integración regional, así como la factibilidad de crear un mercado regional de gas sobre la base de gasoductos a partir de uno o varios puntos de importación de GNL. Un mercado de gas natural requiere de regulación nacional y regional.

Dado el poco tiempo disponible, teniendo en cuenta el lapso que se requiere para lograr acuerdos internacionales en materia energética, así como de los plazos que involucra la implementación de terminales de importación de GNL, son tareas que los países deben iniciar de forma inmediata.

**d) Coordinar las licitaciones de compra de las distribuidoras**

La CRIE dispone de la capacidad para constituir una base de datos con la información de las proyecciones de la demanda máxima, las obligaciones y las modalidades para contratar de los países, además de los contratos vigentes o aquellos que se hayan firmado, pero que aún no entren en operación, lo que ayudará a determinar el volumen de energía por contratar a nivel regional.

La CRIE publicaría mensualmente esta información en su sitio *Web*. Asimismo, presentaría un cronograma en varias etapas para promover la coordinación de las compras de las distribuidoras en un proceso que apunte a mediano plazo en las compras conjuntas.

**e) La seguridad energética regional**

La integración del GNL y del carbón diversificará la matriz energética de la generación y aportará mayor seguridad al sistema eléctrico regional; sin embargo, la región debe recordar que estas fuentes de energía son importadas. A pesar de los aportes de la hidroelectricidad y la geotermia, la región será fuertemente dependiente del exterior en lo que se refiere a las importaciones de energía (GNL, carbón y derivados del petróleo) para generar electricidad.

La seguridad energética en el caso del GNL no sólo dependería del exterior, que produce la importación de gas natural en forma líquida, sino del abastecimiento a la central de generación de gas natural procedente de la única planta de regasificación que alimentaría la central. El riesgo de desabastecimiento de electricidad por la salida de servicio de una central regional, que se supone de gran tamaño (500 MW y más), no hace más que aumentar el riesgo.

La posibilidad de desabastecimiento de gas ocasionado por un daño en la infraestructura de regasificación se puede mitigar si se cuenta con un adecuado almacenamiento. Estos aspectos de seguridad tendrán que ser considerados en la regulación correspondiente y afectarían en gran medida la inversión en la infraestructura de regasificación.

Tanto la regulación nacional como la regional deberán coordinar aspectos de seguridad en abastecimiento en materia de GNL. La uniformidad de criterios de seguridad permitiría a los países competir sobre bases de paridad para hospedar plantas regionales de GNL.

El CD MER, conjuntamente con las autoridades nacionales responsables de la política energética y los organismos regionales de integración, deberán impulsar la definición de una estrategia de seguridad energética como parte de sus tareas y dar seguimiento a su aplicación en materia de electricidad.

**f) Revisar las proyecciones de demanda**

La proyección de la demanda debe ser sustentada con datos estadísticos y análisis de las variables económicas y tecnológicas que incidan en la determinación de la demanda de electricidad en la región. Una estimación realista de la demanda futura de electricidad es el inicio y la base de todo el proceso de inversión en plantas de generación.

Datos históricos tienden a demostrar que las proyecciones de la demanda de electricidad son optimistas. El crecimiento proyectado, incluso en el llamado escenario moderado, es alto, y más aún si se considera el contexto de la crisis económica y financiera internacional. Se sugiere que se utilice un escenario con tasas de crecimiento más bajas que la demanda regional de energía.

Las proyecciones aportadas por los países están basadas, en su mayoría, en métodos econométricos muy simples que utilizan variables independientes, tales como el PIB y la población. El grado de simplicidad con que se realiza el ejercicio de proyección de la demanda no tiene comparación con la sofisticación de modelos y herramientas analíticas con las que se aborda la oferta. Existen modelos de demanda que pueden mejorar notablemente el conocimiento del proceso de planificación indicativa del CEAC.

Adicionalmente, el CEAC debería constituir, dentro del GTPIR, un grupo que analice con mayor profundidad la demanda agregada y las variables micro y macroeconómicas que determinan la demanda de electricidad como los precios (y subsidios) de la energía, los ingresos, la evolución de la eficiencia de los aparatos de uso final, entre otras. Este grupo funcionaría con un representante por país, con apoyo de personal de otras áreas (Ministerios de Economía y/o Hacienda). El grupo analizaría las proyecciones individuales de los países y sugeriría cambios a los datos presentados.

Este grupo integraría una base de datos con información histórica proporcionada por los países sobre por ejemplo una encuesta de hogares, estudios específicos, precios de electrodomésticos y características técnicas de los equipos, etc., lo que permitiría no sólo realizar las proyecciones anuales de demanda, sino también preparar estudios específicos como el impacto de los precios (y subsidios) sobre los distintos sectores de consumo o sobre los resultados de campañas de ahorro energético, entre otros.



**PARTE II**  
**PROPUESTAS PARA EL IMPULSO DE PROYECTOS**  
**DE GENERACIÓN REGIONAL**



## I. REFORMAS

### A. NECESIDAD DE REFORMAS

Las leyes y regulaciones eléctricas de los países signatarios del Tratado Marco están todas orientadas, directa o indirectamente, a satisfacer prioritariamente las demandas nacionales, lo cual parece una posición natural y legítima de los órganos legislativos de cualquier país: promulgar leyes que privilegien a sus nacionales.

Aun cuando todas las legislaciones permiten explícitamente la actividad de exportación y/o importación de energía, las regulaciones nacionales suponen que estas actividades se realizan de manera temporal para complementar la oferta nacional en situaciones de escasez para aprovechar mejores precios de la energía importada o para exportar energía excedente, según sea el caso. En ningún momento se pensó que los intercambios de energía podrían ser una forma de abastecimiento o de exportación confiable de largo plazo.

La autonomía o el autoabastecimiento de la demanda nacional ha sido el concepto rector de las políticas energéticas de los países de la región, y en particular en el tema de electricidad. Los planes de expansión en la generación y de la transmisión se realizan con el fin exclusivo de abastecer la demanda nacional, atendiendo al criterio de mínimo costo. En los planes a futuro, considerar plantas que exporten energía de manera firme y por períodos prolongados de tiempo o la importación de energía firme, no es una práctica normal del ejercicio de planificación, sea ésta puramente indicativa u obligatoria.

El nacimiento del MER, por voluntad de los países, introduce en la región un nuevo paradigma que va más allá de los intercambios temporales de energía en situaciones de emergencia, coyunturales o pasajeras, que ya se presentan desde hace más de 20 años; propone, además, un nuevo modo de ver el futuro con una perspectiva regional, que promueve la cooperación y la interdependencia mutua en materia de electricidad.

Se trata de un proceso de integración económica que parte de situaciones socioeconómicas y sectoriales diversas y que pretende superar la visión estrictamente nacional del abastecimiento de energía (autoabastecimiento). La cooperación y la interdependencia entre los países, que se adoptaron con la firma y la ratificación del Tratado Marco, implica que se acepta un cierto grado de dependencia en aras de obtener beneficios mutuos. Éste es el verdadero desafío que plantea el desarrollo del MER para la región.

Para países cuya generación de energía depende en gran medida de fuentes importadas como el petróleo, caso por ejemplo de la mayoría de los países de la región, plantearse la autonomía energética parece un fin no real. Todo indica que la matriz de generación de electricidad de la región será, en las próximas dos décadas, todavía bastante dependiente de las importaciones (GNL o carbón). Compartir los recursos de generación autóctonos o a base de fuentes importadas es la forma más inteligente de afrontar el futuro. El nacimiento y desarrollo del MER es un camino en dirección correcta.

Los estudios de prospectiva anticipan que la dependencia de la matriz de generación regional del exterior se mantendrá en el corto y mediano plazo (2011-2020) y aumentará a largo plazo (2020-2030). El GNL sustituiría al petróleo como fuente primaria para generar electricidad, y en la medida en que la demanda aumente y que se agoten los mejores sitios para la construcción de centrales hidroeléctricas, la dependencia del exterior también se incrementará. Las características físicas y económicas hacen

necesario que los responsables de las políticas energéticas nacionales y los organismos regionales aborden inmediatamente las modalidades del abastecimiento de GNL.

La promoción de los proyectos de generación de carácter regional requiere de la existencia de contratos firmes de largo plazo y con derechos de transmisión asociados. Éstos son requisitos mínimos para el desarrollo de plantas regionales de generación. El cumplimiento de los temas pendientes que puedan facilitar la suscripción de los contratos firmes, señalados anteriormente, son en realidad condiciones necesarias, pero no suficientes, para que surjan plantas regionales de generación.

Es cierto que el retraso que ha experimentado el cumplimiento pleno del RMER ha dificultado la generación de las contrataciones firmes; sin embargo, existen, como ya fue señalado, otros factores que inciden en el desarrollo de las plantas regionales de generación. La estabilidad política, el grado de transparencia, la actitud de los gobiernos con respecto a la inversión privada, el sistema de justicia, la valoración de riesgo/país constituyen aspectos determinantes para cualquier tipo de inversión, máxime cuando se trata de inversiones de gran magnitud como podría ser una planta regional de generación.

Es claro también que las disposiciones legales que otorgan prioridad a la atención de la demanda nacional deben ser adaptadas para considerar, en caso de que se registren simultáneamente, exportaciones firmes y déficit de energía a nivel nacional, en consonancia con la naturaleza del Tratado Marco y del MER. Sin embargo, la percepción del riesgo de la región (individualmente de cada país) tendrá un peso determinante en la construcción de grandes proyectos de generación que comprometan parte de su capacidad en contratos firmes.

Tradicionalmente se considera a la suspensión total de un contrato firme por el país en el que se ubique la planta de generación como el mayor riesgo de este tipo de contratos y, por consiguiente, la principal causa de la falta de inversiones en plantas regionales de generación. La suspensión de un contrato firme tiene como consecuencia el racionamiento o la dificultad en la satisfacción de la demanda de dicho contrato firme en otro país.

Este temor no es infundado dadas las experiencias negativas observadas a nivel internacional. En este sentido, se pueden citar como ejemplos la suspensión del suministro de gas natural entre la Argentina y Chile; entre los países que alguna vez conformaron el bloque soviético que afectaron a la Unión Europea; no obstante, tratándose de suministro de gas natural por gasoductos, por su naturaleza presentan una situación muy diferente a las de los contratos de suministro de electricidad.

## **B. LA PROMOCIÓN DE CONTRATOS FIRMES DE LARGO PLAZO Y DE LOS PROYECTOS REGIONALES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

El Tratado Marco y sus protocolos, así como el RMER, constituyen los instrumentos legales que cuentan con el consenso y la aprobación de los seis Estados signatarios de los mismos y de sus instituciones. Sobre esa base, el CD MER debe solicitar (“coaccionar”) a los Estados su colaboración y esfuerzos para la conformación del Séptimo Mercado (M7), sobre la base de una “gradualidad” razonable. El M7 debe ser visto tanto desde la oferta (generación), como desde la demanda (consumo).

### 1. Oferta firme de largo plazo

Desde la perspectiva de la oferta, para el país  $k$ , la porción  $M7G_k$  podría definirse de la siguiente manera:

	Año 1 (2012)	Año 2 (2013)	Año $n$
$M7G_k$	Capacidad firme $GF_{k2012}$ (MW y GWh) desglosada por las respectivas centrales, en estaciones seca y lluviosa, o a nivel mensual. Sólo para plantas de generación nuevas.	$GF_{k2013}$	$GF_{kn}$

La oferta firme disponible para el M7, en cada año, será la sumatoria de las seis ofertas firmes (ampliada por las ofertas disponibles desde México, y en el futuro, desde Colombia), así:

$$M7G_t = \sum (M7G_k) + M7G_{\text{México}} + M7G_{\text{Colombia}}$$

Debe tenerse en cuenta que algunos países podrían tomar posiciones conservadoras, por ejemplo, en lo relacionado con exportación de energías renovables, o bien en el caso de restringir exportaciones firmes a empresas estatales en algunos países, o a la exportación de “energía sucia” (producida con carbón y/o derivados del petróleo, bajo el principio de no fomentar emisiones de GEI).

Las declaraciones de oferta firme de los países deben considerarse como compromisos nacionales para fomentar la integración y conformación del M7. Deben estar avaladas por las instituciones reguladoras nacionales, tal como se establece en el RMER y por responsables de las políticas energéticas nacionales o cuando menos de aquellas responsables de las políticas nacionales del subsector eléctrico.

En un inicio se debe hacer el esfuerzo por definir los umbrales “mínimos” de tiempo que cada país pueda contemplar para los contratos firmes de largo plazo, en un período por ejemplo no menor de 10 años (sin embargo, hay que notar que tanto El Salvador como Guatemala ya han sobrepasado ese plazo en las licitaciones que tienen en proceso).

### 2. Demanda firme de largo plazo

Desde la perspectiva de la demanda, para el país  $k$ , la porción  $M7D_k$  podría definirse de la siguiente manera:

	Año 1 (2012)	Año 2 (2013)	Año $n$
$M7D_k$	Demanda firme $DF_{k2012}$ (MW y GWh) desglosada por cada distribuidora y por una porción de los grandes usuarios que acepten licitar sus compras de energía firme en el MER.	$DF_{k2013}$	$DF_{kn}$

Esta demanda firme está integrada con las compras que las distribuidoras de cada país licitarán en el MER (previa aprobación de los reguladores nacionales y las instituciones nacionales responsables de las políticas energéticas). Cada país deberá realizar sus propuestas, considerando, entre otros aspectos, estimaciones que consideren los vencimientos de los contratos de compra de energía vigentes (en los países con mercados liberalizados) y los programas de expansión.

La demanda firme disponible para el M7, por año, será la sumatoria de las seis demandas firmes; de tal modo:

$$M7D_t = \sum (M7D_k)$$

Tal como se establece en el CD MER, el regulador nacional debe avalar los contratos firmes de largo plazo tanto en el país comprador como en el del vendedor.

### 3. La importancia del mercado de oportunidad

El M7 está conformado por las transacciones a término más las transacciones de ocasión u oportunidad:

$$M7 = M7_{término} + M7_{oportunidad}$$

En este informe se pone el énfasis en las transacciones a término, que constituyen la base para las plantas de generación regionales, pero sin perder de vista que durante los primeros años el mercado de oportunidad será relevante, al igual que los contratos no firmes. Por ello, en el arranque del SIEPAC también se debe poner mucha atención en el  $M7_{oportunidad}$ . Los beneficios de este mercado pueden ser extraordinarios y quizás subvalorados. En una primera apreciación de la región, se muestra una capacidad instalada de 11.200 MW y una demanda no coincidente de 6.960 MW, de lo cual se desprende una reserva (aproximada) del 38%, que es un porcentaje muy alto y da una idea de las grandes posibilidades de realizar transacciones económicas, dejando fuera la generación más ineficiente. Sin embargo, pueden aparecer “medidas proteccionistas”, tema para el cual la CRIE se debe preparar. El EOR, por su parte, se debe adelantar con sendos estudios de planeamiento y seguridad operativa para ofrecer el sustento técnico requerido. Lo importante debe ser que el MER ofrezca resultados y beneficios positivos y palpables en el corto plazo, lo que allanará el camino para las plantas de generación regionales.

### C. RIESGO POR LA SUSPENSIÓN DE UN CONTRATO FIRME

Los riesgos asociados a la posibilidad de suspensión de un contrato firme por parte del gobierno del país en donde se encuentre ubicada la planta de generación, por causa de emergencia, ya sea por situaciones de racionamiento o de precios altos en dicho país, parece tener una baja probabilidad de ocurrencia dentro del MER. El funcionamiento del MER y el desarrollo de las redes de transmisión regionales permitirán compartir recursos de generación de una forma más sólida y reducir la probabilidad de racionamiento.

La conclusión de la línea del proyecto SIEPAC, los refuerzos nacionales de transmisión, la aplicación plena del RMER, y el seguimiento de los organismos regionales (CRIE y EOR) a la evolución del mercado eléctrico, eventualmente contribuirán a una mayor estabilidad en el mercado y reducirán los riesgos para las inversiones en plantas exportadoras de energía.

Además, las herramientas financieras existentes (MIGA, aseguradoras, derechos de transmisión, etc.) permiten también reducir el riesgo económico para los vendedores y compradores en un contrato, en caso de que el país huésped de la planta de generación decida intervenir un contrato firme. Se debe, no obstante, aceptar que los inversionistas perciban mayores riesgos en los contratos firmes que en los contratos nacionales debido a que, en caso de conflicto, se involucrarán legislaciones de varios países, además de la regulación regional, convirtiéndose en un caso mayor complejidad. Pero como ya se mencionó, los riesgos de pérdidas económicas, tanto de compradores como de vendedores, pueden ser mitigados en caso de una eventual suspensión.

### 1. Riesgo/país

El riesgo/país es el riesgo de una inversión ocasionado por factores específicos y comunes de un país en particular y puede entenderse como el riesgo promedio de las inversiones realizadas en dicho país. Si la rentabilidad que se espera obtener al invertir no supera la recompensa esperada por asumir el riesgo de no poder recuperar la inversión, entonces se buscarán lugares alternativos para invertir.

**RECUADRO 1**  
**RIEGOS DE UN PROYECTO DE INVERSIÓN EN ENERGÍA**

Tipo de riesgo	Subtipo de riesgo	Ejemplo
Riesgo económico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Riesgos de mercado</li> <li>• Riesgo macroeconómico</li> <li>• Riesgo de construcción</li> <li>• Riesgos de operación</li> </ul>	<p>Riesgo de precios bajos, riesgo de baja demanda, restricciones en la transmisión.</p> <p>Conversión en la divisa, inflación, recesión económica, nuevos impuestos y tasas, entre otros.</p> <p>Incrementos de costos (materiales e instalaciones), retrasos.</p> <p>Mal desempeño, reservas inadecuadas, baja utilización, entre otros.</p>
Riesgo político	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nacionalización/expropiación de activos</li> <li>• Embargos/restricciones a las inversiones</li> </ul>	<p>Reformas a leyes y del régimen de propiedad derivados de cambios políticos en el país huésped, manipulación de los precios por razones políticas.</p> <p>Restricciones al movimiento de capitales impuesta por un país o por un grupo de países por razones políticas.</p>
Riesgo legal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Riesgos regulatorios</li> <li>• Riesgos contractuales</li> <li>• Riesgos judiciales</li> </ul>	<p>Reformas a leyes y reglamentos que afecten el clima de negocios.</p> <p>Posibilidad de cambios unilaterales de las condiciones del contrato.</p> <p>Relacionados con la calidad del sistema de justicia y del clima político.</p>
Riesgo de fuerza mayor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desastres naturales</li> <li>• Guerras/sublevaciones y huelgas</li> </ul>	<p>Huracanes, terremotos, sequías</p>

Fuente: Birlo (2005) e IEA, 2003.

La valoración por los inversionistas y los bancos del riesgo/país en donde se construya un proyecto de generación regional es decisiva. La presencia de riesgos con alta probabilidad de ocurrencia en un país; o dicho de otro modo, la baja calificación al grado de inversión afectarán la toma de decisión de la inversión.

A pesar de que esté concluida la línea del SIEPAC y el MER opere adecuadamente, el riesgo que perciban los inversionistas sobre la estabilidad legal y la política de la región podrían reflejarse en la realización de inversiones en proyectos regionales de generación.

Como se observa en el recuadro 1 se presenta un resumen de los riesgos que afronta un proyecto de inversión en el sector energía. Muchos son los riesgos comunes e inherentes a la actividad de generación, tales como los asociados al comportamiento del mercado, como no fijar los precios sino recibirlos o vender cantidades menores a los esperados; o riesgos asociados a los incrementos de los costos de construcción o de retrasos en la entrega de la obra. También son propios de los riesgos del proyecto los relacionados con por ejemplo una deficiente operación de los equipos.

Los riesgos relacionados con el clima de negocios, calificados como riesgos políticos y legales, son los que con mayor fuerza inciden en el nivel de riesgo que los inversionistas perciben del país posible sede de la inversión; sin embargo, también algunos riesgos económicos tienen relevancia para el riesgo/país, como las devaluaciones monetarias o la imposición de nuevos impuestos y tasas. La ubicación de una planta regional de generación en un país determinado dependerá en gran medida de la percepción de los riesgos que ese país proyecte sobre los inversionistas. Está claro que no todos los países tienen la misma calificación de riesgo, por lo que algunos países de la región resultan ser mejores candidatos que otros.

La fortaleza de las instituciones, el funcionamiento independiente y transparente del sistema regulatorio, legislativo y judicial, así como la estabilidad económica y política, desempeñan un papel muy importante en la valoración del riesgo/país y en la probabilidad de que éste pueda convertirse en el huésped de un proyecto de generación regional.

La transparencia y el nivel de eficiencia que demuestre el regulador y/o los tribunales en la resolución de conflictos y la capacidad de mantener la estabilidad regulatoria y la seguridad jurídica son elementos que pesan fuertemente en la atracción de inversiones en un país. En tal sentido, también la estabilidad de las políticas fiscales y las intervenciones intempestivas de los gobiernos en cuanto a la administración de los precios de la energía, cediendo a presiones políticas y/o sociales, son importantes en determinar el riesgo del país.

Con la eventual existencia del M7, el mercado regional, que opera paralelamente con los mercados nacionales, el desempeño de este mercado y de los organismos regionales encargados de su impulso (CD MER), su regulación (CRIE) y de su operación (EOR) tendrá una importancia crucial para la promoción de plantas regionales.

Las empresas calificadoras de riesgo perciben al subsector de la electricidad de la región como un sector vulnerable a la intervención del Estado. Si bien existe la expectativa a mediano plazo de importantes inversiones en generación de energía con el objeto de cubrir el crecimiento de la demanda, la posible intervención estatal dentro del subsector se considera alta (Fitch Ratings, 2011), tomando en cuenta el nivel de subsidios aplicados, la participación del Estado en la estructura sectorial y la intervención para la definición de las tarifas, lo que representa uno de los principales retos para atraer la inversión privada en los próximos años. El riesgo regulatorio es percibido como alto y es el gran reto para atraer nuevas inversiones.

Las calificadoras consideran que para atraer inversiones necesarias para abastecer la demanda futura, los marcos regulatorios deben estar dotados de transparencia y estabilidad, lo que permitiría a los inversionistas contar con flujos de ingresos estables que harían posible recuperar el capital invertido. Las probabilidades de nuevas inversiones de capital en la región son heterogéneas y varía con la calificación del país.

## **2. Estabilidad y transparencia del mercado regional**

El desempeño de la CRIE en la vigilancia de la evolución del mercado, en la aplicación de las reglas y de la imposición de sanciones por su incumplimiento tendrá una importancia determinante en la promoción de inversiones de carácter regional, ya que proyectará un ambiente de estabilidad y de transparencia en el mercado regional.

En particular, el modo como la CRIE establezca criterios para el cálculo de la energía firme y en los procedimientos que pondrá en marcha para la coordinación con el EOR a los reguladores nacionales y los OS/OM, tendrá una influencia significativa en la promoción de las centrales regionales. Adicionalmente, el grado de eficacia con la que la CRIE logre la coordinación con todos estos organismos regionales y nacionales, los procedimientos y los tiempos de la energía firme, plazos de los contratos, licitaciones para la compra de energía y vigencia de los derechos de transmisión también incidirá.

Las acciones que deben tomar los países para la promoción en la construcción de plantas regionales de generación involucra la adopción y puesta en práctica de medidas legales, regulatorias y de política económica, que van más allá del ámbito eléctrico y obligan a los países a buscar soluciones regionales a los problemas de abastecimiento energético; esto incluye, en el caso del GNL, tomar en cuenta las opciones de abastecimiento compartido por varios países a partir de un mismo puerto de importación.

Las recomendaciones para promover la construcción de plantas regionales de generación involucra la participación de todos los organismos nacionales y regionales correlacionados directamente con el sector energético. Las acciones a adoptar por los responsables de las políticas energéticas nacionales y los organismos regionales son directas en algunos casos, como las que se refieren a las modificaciones a las leyes que pudieran contener disposiciones contrarias al Tratado Marco; otras son indirectas, por ejemplo las que tienen que ver en cómo mejorar el clima de negocios y el desempeño de los organismos regionales.

Otros aspectos guardan relación con el mejoramiento en el desempeño de organismos que pueden ser implementados a corto plazo y requieren recursos relativamente modestos para ello. En todo caso, se requerirá una mayor coordinación de los organismos regionales y nacionales con el liderazgo del CD MER.

## **3. Los efectos de la crisis económica y financiera internacional sobre las inversiones**

Al analizar el estado actual del proceso de integración regional, especialmente en el sector eléctrico, que implica grandes inversiones de capital, los países deben tener en cuenta el contexto actual internacional y su efecto sobre las inversiones, especialmente las extranjeras en la región y en el sector de la electricidad. A partir del año 2008, la economía mundial parece haber entrado en un período de ajustes profundos que resultarán en un cambio del actual equilibrio mundial del poder político, económico y militar.

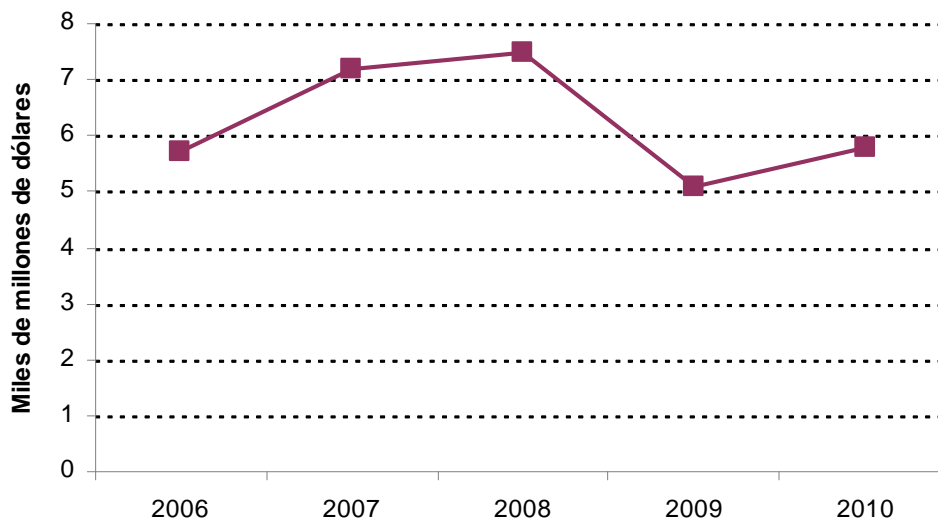
La crisis internacional que comenzó con el colapso del mercado inmobiliario en los Estados Unidos (*subprimes*) es considerada por muchos economistas como la peor crisis financiera desde la Gran Depresión de 1929. La crisis que se inició en 2008 dio como resultado el derrumbe de grandes instituciones financieras, el rescate de bancos por gobiernos y la caída del mercado de valores a nivel mundial.

En 2011, después de dos años de estancamiento de la economía mundial, con excepción de los mercados emergentes (principalmente de China, la India y el Brasil), la situación empeoró y el problema se contagió a Europa (la quiebra de Islandia) y a la Zona Euro (doble rescate de Grecia y la eventual insolvencia de Irlanda, Italia, España y Portugal). Hacia finales del año 2011 la situación permanecía aún incierta, y a pesar del optimismo por la aprobación del segundo rescate de Grecia, los problemas de desempleo y el bajo o nulo crecimiento económico persisten en la mayoría de las economías más avanzadas.

Aun cuando la región se encuentre en mejores condiciones, que en ocasiones anteriores para hacer frente a la crisis, Centroamérica ha sufrido sus efectos. Bastaría con observar algunos indicadores de la materia elementales del reciente comportamiento económico para dar cuenta de los efectos de la crisis financiera internacional sobre la región.

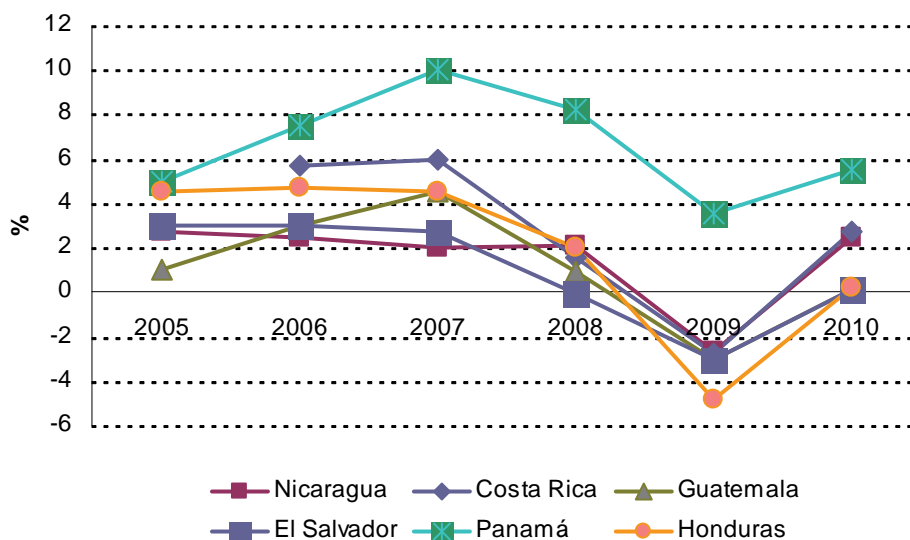
Entre los años 2008 y 2009 la inversión extranjera directa cayó 33%, mientras que para el 2010 se había recuperado, pero no a los niveles anteriores a 2008 (véase el gráfico 15). El comportamiento de otras variables macroeconómicas, como el producto interno bruto por habitante, también muestra claramente el efecto de la crisis. En el gráfico 16 se puede apreciar la evolución seguida por este indicador, en el que se observa que en todos los países, sin excepción, el indicador registró una disminución. Durante 2009, en cinco de los seis países la variación fue inclusive negativa.

**GRÁFICO 15**  
**CENTROAMÉRICA: INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA, 2006-2007**



Fuente: CEPAL.

**GRÁFICO 16**  
**CENTROAMÉRICA: VARIACIÓN DEL PIB POR HABITANTE, 2005-2010**



Fuente: CEPAL.

El sector energético no fue la excepción a los efectos de la crisis; el impacto se notó. En el gráfico 17 se muestran las variaciones que registró la región en el consumo final de derivados del petróleo en su conjunto (es decir, excluyendo los combustibles derivados del petróleo utilizados para la generación de electricidad)<sup>20</sup> donde se nota claramente la caída del consumo; de 86,7 millones de barriles (MBbl) en el año 2007 a 85,8 MBbl durante 2008, una reducción del 1%.

En el sector eléctrico, el efecto de la crisis financiera y de los altos precios del petróleo, también afectaron el consumo, tal como se muestra en el gráfico 3. Entre 2008 y 2009 la región registró la tasa de crecimiento de consumo de electricidad más baja de los últimos 20 años. Tres de los seis países registraron tasas negativas: Costa Rica (-1.9%), El Salvador (-1.9%) y Honduras (-0.2%). En ese año solamente Panamá tuvo una variación del consumo por encima del promedio histórico de los 20 años (8.4%), que se podría explicar por las especiales condiciones del auge de la construcción inmobiliaria y por la ampliación del Canal de Panamá.

Las perspectivas de crecimiento en la demanda de energía deben ser vistas, en este contexto de desaceleración del crecimiento económico, por lo menos en el corto y mediano plazo. Es importante tener en cuenta que la evolución de la actual crisis financiera tiene y tendrá un efecto importante en la postergación de inversiones y, seguramente, en las grandes obras de generación, especialmente en proyectos de gran envergadura, como lo son aquellos de proyección regional.

<sup>20</sup> El consumo total anual de derivados del petróleo, que incluye la generación de electricidad, en países de gran participación hidroeléctrica está influenciado fuertemente por el régimen hidrológico. En estos casos, generalmente el consumo total de petróleo presenta un comportamiento más irregular, que puede llevar a conclusiones erróneas porque las variaciones del consumo están relacionadas con variaciones climáticas y no por cambios en la económica del país.

**GRÁFICO 17**  
**CENTROAMÉRICA: VARIACIÓN DEL CONSUMO FINAL DE PETRÓLEO, 2006-2010**



Fuente: CEPAL.

## **II. RECOMENDACIONES PARA INSTITUCIONES REGIONALES**

### **A. RECOMENDACIONES PARA REFORMAR A LAS LEGISLACIONES Y REGLAMENTOS**

Las adecuaciones que se requieren en leyes y reglamentos para eliminar las barreras a los intercambios internacionales de energía giran alrededor del concepto de la prioridad de la atención a la demanda nacional, en el caso de que, simultáneamente, se den exportaciones firmes y déficit de energía a nivel nacional, sean contenidas explícita o implícitamente en esos documentos legales.

La responsabilidad de presentar estos cambios al Órgano Legislativo, en el caso de cambios a leyes, o al Órgano Ejecutivo, en el caso de decretos ejecutivos, debe recaer sobre los organismos nacionales, preferentemente a nivel de ministerios, que dispongan de facultad de iniciativa parlamentaria o del nivel correspondiente.

Emitir opinión sobre el detalle de los cambios y las reformas a los artículos de leyes o de las normas y reglamentos no es prudente; es suficiente decir, en este momento, que como línea conceptual éstos deben adecuarse a la naturaleza y la letra del Tratado Marco y al texto del RMER. Los detalles deberán ser el resultado de las gestiones que realicen las autoridades nacionales responsables de llevarlos al Órgano Legislativo o a la instancia correspondiente.

Sin embargo, en el anexo 1 se enlistan una serie de disposiciones legales y regulatorias que se recomienda analizar con la finalidad de facilitar el óptimo desarrollo del MER.

### **B. TAREAS DEL CONSEJO DIRECTOR DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (CD MER)**

De acuerdo con el artículo 18, literal b) del Segundo Protocolo al Tratado Marco, el CD MER tiene la responsabilidad directa de “formular las condiciones propicias para el desarrollo de la planta de generación de electricidad con carácter regional, a la que hace referencia el artículo 9 del Tratado”. También se establece en el artículo 20 del mismo protocolo, que el CD MER decidirá sobre su organización y operatividad. En tal sentido, el CD MER debería tomar las siguientes acciones:

#### **1. Armonización de las políticas de importación/exportación de electricidad**

Bajo el liderazgo del CD MER se deberán armonizar las políticas de importación/exportación de electricidad. Por ejemplo, en un escenario a 20 años (diferenciando corto, mediano y largo plazo), cada país debería proponer y aprobar (luego del proceso de armonización) su política de importación/exportación de energía, tomando en cuenta las siguientes consideraciones, en cuanto a:

a) Exportaciones: capacidades (MW) y montos (GWh) máximos (anuales y estacionales), por tipo de tecnología, origen (público o privado), ubicación, listado de proyectos, candidatos y proyectos aprobados por interés nacional (estado, nivel de estudios) y modalidad preferida de la inversión (pública, privada o participación pública y privada, entre otros).

b) Importaciones: capacidades (MW) y montos (GWh) máximos (anuales y estacionales), tecnología preferida, mercado relevante (limitantes para distribuidoras y si existieran, para grandes usuarios y comercializadoras), plan indicativo de licitaciones.

c) Los países/frontera del MER (Panamá y Guatemala); programa de umbrales de exportación/importación de México y Colombia, para y desde el MER.

d) Identificación definitiva de las regulaciones nacionales, a partir de las cuales se inicie una reforma y su correspondiente programa de readecuación y aprobación (identificación de leyes y reglamentos y cronograma de aprobación), identificando responsables nacionales.

## **2. Organización**

### **a) Constitución del Grupo Técnico para la promoción de proyectos regionales de generación**

El primer asunto que debe resolver el CD MER es su fortalecimiento institucional, asegurándose de contar con los fondos para financiar sus actividades. En una primera fase, el CD MER debería constituir un equipo técnico, en coordinación con el EOR; no necesariamente con personal permanente, pero que funcione bajo las directrices de la Secretaría del Consejo. Inicialmente, podría funcionar con consultorías de corto plazo sobre temas específicos. Adicionalmente, el CD MER podría solventar el tema de las consultorías mediante cooperaciones técnicas.

Desde el punto de vista de su organización, el CD MER, en coordinación con el EOR, debería constituir un grupo técnico para la promoción de proyectos regionales de generación. Este grupo recopilaría la información e integraría una base de datos para identificar proyectos y así realizar los estudios necesarios, con el nivel de profundidad que se considere conveniente, a fin de promover los proyectos regionales de generación. Esta tarea la realizaría con apoyo de los países y de los organismos regionales (CEAC, CRIE, EOR y SICA). Debe constituirse de manera formal dentro de su esquema organizativo con la participación de todos los países y con el apoyo de consultores. El grupo técnico debería prever la realización de las siguientes actividades:

### **b) Identificación de proyectos prioritarios**

Se recomienda seleccionar, entre los proyectos de la base de datos, un número reducido (cinco o menos) que se destaquen por sus beneficios técnico-económicos; éstos serán los proyectos prioritarios. La selección de los proyectos prioritarios se debe realizar mediante el uso de una metodología de expansión de la generación y de transmisión regional acordada entre los países. Éstos deben considerar todas las tecnologías de generación con posibilidades para la región, las que impliquen la explotación de los recursos naturales locales, como en el caso de la hidroenergía, la geotermia o la eólica, además de la generación termoeléctrica con GNL y/o carbón.

La preparación de los estudios previos a la inversión debe ser responsabilidad del realizador del proyecto. El apoyo que el CD MER pueda brindar al desarrollo de un proyecto prioritario es una materia compleja, pudiendo ser en todo caso simbólico y siempre que quien desarrolle el proyecto esté de acuerdo.

Conforme al grado de apoyo que el CD MER defina para un determinado proyecto, éste debe contar con el consenso de los países y que asimismo demuestre posibilidades de convertirse en una planta regional y beneficie a la integración regional, además de contar con la anuencia del país sede del proyecto y del gestor.

**c) Promoción del proyecto de GNL de la empresa AES El Salvador**

La empresa AES, que opera en El Salvador, acaba de anunciar una inversión de casi 1.000 millones de dólares en un proyecto de generación a base de GNL, que operaría en el Puerto de la Unión de ese país. Esta inversión incluye la terminal de importación del GNL y una central eléctrica de 548 MW.

Este anuncio es una oportunidad trascendental para la región porque anticipa la llegada del GNL y con ello el inicio de la transformación de la matriz de generación y el desarrollo de un mercado regional de gas natural que fortalecería la integración eléctrica. El tamaño de la anunciada planta, de concretarse, será la más grande de la región, permitiendo pensar en exportar una parte de la energía que genere mediante contratos firmes.

Por lo significativo del anuncio, es recomendable que el CD MER, mediante los responsables nacionales de la política energética de El Salvador, se contacte con la gerencia de la AES para tener un mejor conocimiento del proyecto y expresar el interés que la región tiene en su concreción y las posibilidades que el gas natural significa para la integración regional y para la diversificación de la matriz energética de generación.

Este acercamiento con la AES permitiría conocer de forma directa las características físicas, esquemas de financiamiento del proyecto y el mercado internacional del GNL. Adicionalmente, se podrían conocer las proyecciones futuras y las posibilidades de ampliación de la terminal de importación en El Salvador y la proyección del mercado del gas natural hacia los países vecinos.

**d) Estudio de prefactibilidad de abastecimiento de GNL**

Los estudios de prospectiva indican la gran importancia que adquirirá el gas natural, en su forma líquida (GNL), en la generación de electricidad de la región en menos de una década, en virtud de las limitadas posibilidades que ofrece la generación con base en fuentes locales, principalmente hidráulicas, a largo plazo. De acuerdo con el Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. 2010-2025 del CEAC, dependiendo el escenario analizado, en la región se instalarían entre 3.000 y 6.525 MW de capacidad nueva de generación con centrales alimentadas con gas natural importado en forma de GNL para los próximos 15 años.

De acuerdo con el citado plan, siempre dependiendo del escenario considerado, se deberían instalar centrales a gas natural en al menos cuatro de los seis países.<sup>21</sup> En algunos escenarios, las

---

<sup>21</sup> Si se excluye el escenario J, por considerar un horizonte de tiempo diferente al resto (hasta el año 2020), en tres de los 11 escenarios aparecen centrales de gas natural en todos los países; en seis escenarios en cinco de los países y en tres escenarios en tres países. Es decir, es muy probable que centrales a gas natural surjan en varios países de la región.

centrales a gas natural se contemplan tan cercanas ya, como en el año 2015,<sup>22</sup> un tiempo realmente escaso si se considera la complejidad implícita en este tipo de proyectos. Un proyecto de GNL requiere de un conjunto de obras de infraestructura, organizaciones industriales y contratos que conectan la fuente de abastecimiento de gas con el consumidor final, además que todo ello requiere de regulación.

En tal sentido, la región necesita definir una estrategia para afrontar el futuro mercado regional de gas natural. Una estrategia sería dejar que las fuerzas del mercado marquen el desarrollo del uso del GNL en la región. Este caso, las preocupaciones deberían dirigirse a establecer un marco regulatorio adecuado a las necesidades de la región, que asegure el crecimiento del mercado del gas garantizando el libre acceso y un precio justo al consumidor final permitiendo al inversionista recuperar sus costos de inversión con una rentabilidad razonable concordante con el riesgo financiero asumido.

Para ello, el CD MER debería contar con un estudio sobre los esquemas regulatorios del gas natural que pudiera adaptarse al mercado regional y a su potencial de crecimiento; siendo lo más recomendable reformar el Tratado Marco para dotar a la CRIE de nuevas facultades para regular el mercado regional de gas natural, crear un organismo nuevo podría resultar inconveniente y complicado.

La otra vertiente de la estrategia sería establecer un rol más activo de la participación de los Estados en el desarrollo del mercado regional del gas natural. En este caso, existe un amplio abanico de esquemas que va desde el sencillo acompañamiento a la inversión privada hasta la participación de los gobiernos, como inversionista, en las varias de las etapas de la cadena de abastecimiento del gas natural (terminal de importación y central eléctrica).

La terminal de importación de GNL y la infraestructura conexas debe atraer la mayor atención de parte de los países y de los organismos regionales. La promoción de las plantas regionales a gas natural (GNL) no implica únicamente la construcción la planta, sino de las obras de adecuación necesarias para la importación del gas natural en forma líquida.

El CD MER deberá contar con un estudio que le determine los sitios potenciales, que representen las mejores opciones desde el punto de vista de su ubicación geográfica y de las facilidades logísticas que ofrece el mercado de gas natural para el desarrollo a nivel de la región, para construir terminales de importación de GNL.

La terminal de importación de GNL implica disponer de infraestructura portuaria, planta de regasificación, tanques de almacenamiento y servicios auxiliares conexos (tuberías y estaciones de bombeo) para llevar el gas natural al consumidor final.

El costo de la inversión inicial dependerá ampliamente de las características geográficas y las regulaciones en materia de seguridad del sitio elegido, además de la posición con respecto a los centros de consumo. Resulta de particular importancia las legislaciones en materia ambiental y de seguridad industrial del país sede del proyecto porque determinará la necesidad, o no, de soterrar los tanques de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento equivalen entre 40% y 50% de la inversión de la terminal de importación y también determinan en buena parte el tiempo de construcción de las obras. El soterramiento de los tanques de almacenamiento del GNL, por requerimientos ambientales o de seguridad, pueden

---

<sup>22</sup> La empresa AES de El Salvador acaba de anunciar la inversión de 970 millones de dólares, en el Departamento de La Unión, en una central de generación a gas natural de 548 MW.

incrementar los costos del proyecto entre 30% a 50% más que si se escogiera la alternativa de construirlos a nivel del suelo.

La construcción de infraestructura para la importación de GNL será viable sólo en la medida en que se asegure un consumo mínimo a largo plazo que genere certeza en la recuperación de la inversión que ello representa. Con las condiciones actuales de la región, el único gran consumidor sería una central eléctrica de gran tamaño, requiriéndose una relación contractual prolongada entre el suministrador del gas natural (la empresa propietaria de la terminal de importación) y la central eléctrica.

La duración de los contratos de suministro de gas natural a la central eléctrica es un factor determinante en la duración de los contratos de compraventa de energía eléctrica entre generadores y consumidores (distribuidores), en los criterios para el cálculo de la energía firme, y sobre todo en la duración de los derechos de transmisión.

#### e) **Grado de participación del Estado en la propiedad de plantas regionales de generación**

La participación del Estado en la propiedad de plantas de generación regional es una posibilidad que no se puede descartar *a priori*; sin embargo, esto requerirá que se inicie un proceso similar al que siguió el proyecto del SIEPAC y la constitución de la EPR, lo que será un camino lento y complicado, tomando en cuenta la reciente experiencia en esta materia. El esfuerzo merece la pena, toda vez que la participación de los Estados en estos proyectos podría atraer inversión privada.

El grado de participación de los Estados puede ser bilateral, entre países que dispongan de proyectos binacionales (proyectos hidroeléctricos limítrofes). En estos casos es obvio que sería un proceso de negociación bilateral de ambos gobiernos que eventualmente pudieran contar con el apoyo del resto de los países. La experiencia de los organismos binacionales creados con ocasión de proyectos binacionales entre la Argentina y el Uruguay; o entre el Paraguay y el Brasil, u otro ejemplo el Paraguay y la Argentina, podrían servir como modelos.

También se debe considerar la posibilidad de la participación de más de dos países en proyectos de plantas de generación regional. La participación en estos proyectos, cuando sea el caso, debe ser abierta y no necesariamente tiene que buscar la participación de todos los países.

Durante la década de los años ochenta, del siglo inmediato anterior, el financiamiento con recursos propios (*corporate finance*) por grandes empresas era una práctica normal. Actualmente, está resultando muy difícil sacar adelante proyectos que se financian con el propio flujo de caja (*project finance*). Las prácticas de financiamiento han cambiado en los últimos 20 años y la propiedad público-privada (*joint venture*) se ha convertido en un esquema muy popular para emprender proyectos, ya que ofrecen una mayor flexibilidad en riesgos compartidos y una amplia gama de opciones para su financiamiento.

La modalidad de la propiedad está íntimamente relacionada con el diseño de la estructura del financiamiento y con el paquete de medidas para la mitigación de los riesgos. No es necesario, ni conveniente fijar la modalidad de la propiedad del proyecto desde el principio; esta se determinará mediante un proceso iterativo, en el cual los promotores iniciales evaluarán los costos y los beneficios que involucra la participación de varias fuentes de *equity*, de financiamiento y de riesgos. La mejor modalidad para la propiedad dependerá del tipo de proyecto, del país sede, de los promotores y de la credibilidad del mismo.

Este tema, aunque complejo, debe ser analizado en el marco de las funciones del CD MER para eventualmente ser llevado a las reuniones presidenciales del Proyecto Mesoamérica. Es un tema que sin duda requiere de mucha discusión.

**f) Grado de participación del Estado en la propiedad de la terminal de importación de GNL**

La participación del Estado en la propiedad de plantas de generación regional debe ser vista de forma integral. La terminal de importación es el eslabón más crítico para la promoción de un mercado regional de esta fuente energética, tanto por su capacidad física como por su ubicación geográfica. La posibilidad de abastecer desde una misma terminal de importación a varios países está prevista en los estudios que sobre esta materia se han realizado.

A la luz de los resultados del estudio de factibilidad que se recomienda realizar, la región debe analizar la conveniencia y/o el nivel de participación de los Estados en la propiedad de la terminal de importación de GNL. En este caso, también se prevé que el proceso sea similar al seguido por el proyecto del SIEPAC. La terminal de importación de GNL es el eslabón de la cadena de abastecimiento más crítico para el desarrollo de un mercado regional de gas natural. Éste podría ampliar el proceso de integración, al incorporar no solamente el consumo de este combustible en los países cercanos a la terminal de importación, sino que podría incluir otros consumos, distintos al hecho para generar electricidad, como el de algunas industrias (por ejemplo: cementera, fundición, etc.) y del transporte.

**g) Foro para la promoción de plantas de generación regional**

El CD MER organizaría un foro regional con el propósito de discutir la problemática de las plantas regionales de generación. Dicho foro contaría con la presencia y la participación como expositores de bancos, aseguradoras, fondos de pensiones e inversionistas en general, además de los representantes de los países y de los organismos regionales (Banco Centroamericano de Integración Económica, BCIE, SICA, Banco de Desarrollo de América Latina, CAF, CEPAL, entre otros).

Entre los temas a discutir podrían estar las mejoras a las regulaciones nacionales para facilitar los proyectos regionales de generación; el rol de los grandes proyectos hidroeléctricos; la opción del GNL; los riesgos de los proyectos regionales de generación; la posibilidad de la inversión pública en plantas regionales o en terminales de importación de GNL y, por último, el papel de los organismos regionales y de los gobiernos en la promoción de dichos proyectos, por mencionar sólo algunos. El presente documento podría servir de base para dicho foro.

El Foro podría tener una duración de un día y programarse en ocasión de alguna de las reuniones periódicas del grupo del SIEPAC.

### **C. LAS TAREAS DE LA CRIE**

Como ente regulador regional y vigilante del mercado, la CRIE debería tomar las siguientes acciones:

1) Determinar criterios para el cálculo de la potencia firme: La CRIE deberá definir a corto plazo los criterios regionales para determinar la energía firme, teniendo en cuenta los aspectos señalados en el Libro II, numeral 1.3.4.1, literal d) del RMER.

Con los criterios generales descritos en el literal e) del citado libro, la CRIE deberá tomar en cuenta que la duración de los derechos de transmisión sea coherente con la duración de los contratos firmes y con los aspectos relacionados a la seguridad del suministro de la fuente de energía, que alimente la central eléctrica que hace parte del contrato (por ejemplo, de suministro de gas natural).

La CRIE, al calcular la energía firme (véase el literal f) del multicitado numeral, en coordinación con el EOR, los reguladores y los OS/OM nacionales, deberá tener en cuenta que sean adecuados los tiempos relacionados con los contratos firmes, como por ejemplo, la duración de los Derechos de Transmisión, de los permisos de generación, de las licencias ambientales, los contratos de acceso y el suministro de los combustibles que alimentan la planta parte del contrato.

2) Analizar las opciones de regulación del suministro del gas natural. El suministro de gas natural presenta las características típicas de un monopolio natural, por lo que se hace necesaria la regulación de las actividades *down-stream*, a partir de la terminal de importación del GNL (transmisión y distribución). Aun cuando el Tratado Marco no otorga a la CRIE un mandato específico para la regulación del gas natural, a través del literal c) del artículo 23, se podría justificar que este organismo pueda al menos explorar los criterios sobre los cuales se fundamentaría la regulación regional de la distribución de gas natural.

Promover la construcción de plantas regionales de generación significa crear previamente condiciones y marcos legales para su desarrollo. Para atraer la inversión privada se requiere ofrecer estabilidad jurídica y transparencia. Conocer de antemano las reglas del juego es necesario tanto para la región como para los inversionistas.

Se recomienda que la CRIE solicite una consultoría que ayude a desarrollar los criterios para la regulación del gas natural, en particular las modalidades de acceso a la terminal de importación por terceros y la fijación de las tarifas al consumidor final. También será necesario definir la conveniencia de la integración vertical inicial (de la actividad del importador y propietario de la terminal de importación con la actividad de generación de electricidad), limitada a los primeros años de operación.

El estudio debe considerar varios esquemas de organización industrial, tanto de modelos de integración vertical, como de la separación más recomendable entre las actividades de importación, transporte y distribución por gasoductos y comercialización.

3) Organizar compras internacionales conjuntas de energía entre los distribuidores. La CRIE, en coordinación con los reguladores nacionales, propiciaría la realización de compras de energía procedentes de distribuidores de varios países de forma conjunta, en actos públicos internacionales, para agregar la demanda a niveles que resulten atractivos para la participación de proyectos regionales de generación.

A partir de los compromisos y declaraciones de oferta y demanda, siempre siguiendo los lineamientos generales del CD MER, la CRIE deberá coordinar un proceso por el que periódicamente se lleven a cabo licitaciones regionales de compra de energía, que serán la semilla para la conformación del mercado de contratos de largo plazo del MER y, por tanto, el sustento de los proyectos regionales. Previamente o paralelamente, deberá resolver una serie de problemas identificados ya en este documento (licitaciones de los derechos de transmisión, definición de metodologías para estimación de las capacidades firmes, la armonización regulatoria, etc.), tomando en cuenta lo siguiente:

a) A partir del año 2013 todas las compras de energía que realicen las distribuidoras centroamericanas deberán considerar una porción a licitar en el MER (el componente país M7D<sub>k</sub>). Esto

no debe ser problema en los cuatro países que poseen mercados liberalizados. En los casos de Costa Rica y Honduras, ambos países deberán proponer y aprobar los cambios regulatorios que permitan realizar esas transacciones.

b) La CRIE deberá definir las condiciones que regirán la porción correspondiente del MER de las licitaciones respectivas y aprobar, en coordinación con los reguladores nacionales programas periódicos (bianuales, por ejemplo) de licitaciones.

c) La CRIE, conjuntamente con los reguladores nacionales, el EOR y los OS/OM deberán promover el diálogo con los grandes consumidores (GC) y los comercializadores para sensibilizarlos del potencial beneficio que representaría buscar el suministro en el MER y por tanto formar parte del MER. En los casos concretos de Costa Rica y Honduras, esto debe traducirse en un programa de liberación de los GC (actualmente cautivos). Particularmente en el caso costarricense, esto debería incluir a las seis distribuidoras existentes, las cuales, por medio de una ley específica, podrían acceder a formar parte del MER y con ello una parte de su demanda podría ser abastecida a través de este mercado. También está relacionado con la necesidad de separación contable.

d) El CD MER, con base en las declaraciones de oferta y demanda, y tomando en cuenta la opinión de los entes regionales (EOR, CRIE quienes a su vez, consultarían con los respectivos entes nacionales) deberá aprobar metas y estrategias para hacer factible un M7 creciente, teniendo en cuenta el principio de gradualidad, tanto a nivel regional como nacional. La meta podría ser, por ejemplo, que los contratos de largo plazo vigentes alcancen niveles específicos de la demanda regional (5% en 2015, 10% en 2018 y 20% en 2020).

e) El EOR deberá considerar como insumo de su planeación las declaraciones de oferta y demanda firme. A través de sus grupos de trabajo especializados (Grupo Técnico de Planeamiento Operativo (GTPO) y Grupo Técnico de Seguridad operativa (GSO)) el ente deberá calcular los límites estacionales de transferencia para cada tramo del SIEPAC y las viabilidades, física y económica, de las transacciones ofertadas en las licitaciones regionales.

El CD MER y los entes regionales y nacionales deberán realizar su mejor esfuerzo para que el MER presente una tendencia creciente. De igual manera, se deberá hacer el mejor esfuerzo para que en la práctica el MER traslade los conceptos de autosuficiencia y eficiencia en el ámbito de los siete mercados.

La realización de compras conjuntas entre distribuidoras de la región deberá ser llevada a cabo de forma gradual y por etapas, como se sugiere a continuación:

a) Un primer paso, sería la eficaz coordinación con los reguladores nacionales para que se homologuen las fechas de los actos de compras, manteniendo las modalidades propias de cada país.

b) Sensibilizar y acordar con empresas en varios países que son propietarias de distribuidoras de electricidad la realización de compras de energía de forma conjunta.

c) La CRIE sería responsable de realizar un formato de contrato estandarizado para que pueda ser utilizado para las compras conjuntas.

En todos los casos, la CRIE deberá coordinar con los reguladores nacionales los requerimientos exigidos para que se disponga sobre los derechos de transmisión correspondientes y el cumplimiento de disponibilidad de la energía firme cuando se trate de ofertas de plantas regionales.

## D. TAREAS DEL EOR

La elaboración de los planes indicativos regionales de expansión de la generación y de transmisión son las herramientas más idóneas para analizar la factibilidad de proyectos de plantas regionales.

El enfoque y la metodología con que el CEAC viene realizándolos requieren ser complementados y ampliados. De acuerdo con el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco, es responsabilidad del EOR la formulación de los mencionados planes. En tal sentido, ambos organismos deben coordinar la preparación de dichos planes y la experiencia acumulada por el CEAC en esta materia debe ser aprovechada.

Es conveniente que el CD MER y el EOR trabajen conjuntamente en la elaboración de los citados planes, para lo cual se podría suscribir un convenio CD MER/EOR

En tanto el EOR no tome el pleno control de las tareas inherentes a la preparación de los planes de expansión, el GTPIR deberá realizar una serie de acciones que permitan mejorar el ejercicio prospectivo, principalmente en la metodología utilizada para pronosticar la demanda y en la elaboración de escenarios que impliquen una mayor operación regional conjunta.

### 1. Constitución de una base de datos

El Grupo Técnico para la Promoción de Proyectos Regionales de Generación, con apoyo de los países, del CEAC, la CRIE, los reguladores nacionales y los responsables de la política energética constituiría una base de datos con información actualizada de los proyectos de generación.

**Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos** (de 100 MW <sup>23</sup> o más): Gran parte de la información técnica existe ya en la base de datos del CEAC. La base de datos de referencia en este documento deberá contener, por cada proyecto, una ficha técnica con formato único, con la siguiente información como mínimo:

- a) Nombre y ubicación geográfica del proyecto (mapa local y regional).
- b) Capacidad instalada.
- c) Régimen hidrológico.
- d) Diseño conceptual (si existiera).
- e) Estudios de identificación de prefactibilidad o de factibilidad, indicando las condiciones para accederlos.
- f) Estimación de costos indicando el nivel de precisión.
- g) Entorno ambiental. (topografía del área de influencia, descripción de flora y fauna, de la población del área de influencia, identificación de sitios de valor histórico y cultural, sitios protegidos y parques nacionales).
- h) Situación legal del proyecto (describiendo brevemente el régimen nacional de concesiones y permisos)

---

<sup>23</sup> Este valor es arbitrario, y el CD MER podrá cambiarlo a su conveniencia, pero es recomendable que se seleccionen proyectos que sean de gran capacidad de generación para aprovechar las economías de escala.

- i) Propiedad.
- j) Cronograma de obras (si es el caso).
- k) Resumen del Estudio de Impacto Ambiental.

**Catálogo de Proyectos eólicos** (de más de 50 MW<sup>24</sup>). La base de datos debe contener, por cada proyecto, una ficha técnica con formato único, con información similar a la del caso hidroeléctrico como mínimo:

- a) Nombre y ubicación geográfica del proyecto (mapa local y regional).
- b) Capacidad instalada.
- c) Régimen de vientos.
- d) Diseño conceptual (si existiera).
- e) Estudios de identificación de prefactibilidad o de factibilidad, indicando las condiciones para accederlos.
- f) Estimación de costos indicando el nivel de precisión.
- g) Entorno ambiental (topografía del área de influencia, descripción de flora y fauna, de la población del área de influencia, identificación de sitios de valor histórico y cultural, sitios protegidos y parques nacionales).
- h) Situación legal del proyecto (describiendo brevemente el régimen nacional de concesiones y permisos).
- i) Propiedad.
- j) Cronograma de obras (si es el caso).
- k) Resumen del Estudio de Impacto Ambiental.

Además de almacenar la información sobre los proyectos, esta base de datos servirá para realizar una publicación anual del CD MER, a ser difundida entre los agentes del MER, gremios empresariales, bancos locales y extranjeros, bancos de multilaterales, agencias bilaterales de desarrollo y embajadas, entre otros.

## 2. Base de Datos para el pronóstico de la demanda

El GTPIR, inicialmente, hasta que la responsabilidad sea transferida al EOR, debería constituir una base de datos con información económica para elaborar los pronósticos de la demanda regional. Con la cooperación de los países, la base de datos debe contener, como mínimo, información histórica sobre:

---

<sup>24</sup> Al igual que en el caso de proyectos hidroeléctricos, este valor es arbitrario, y el CD MER podrá cambiarlo a su conveniencia, pero es recomendable que se seleccionen proyectos que sean de gran capacidad de generación para aprovechar las economías de escala.

- Producto interno bruto por sector.
- Encuesta de hogares.
- Ingresos familiares.
- Empleo y salarios.
- Precios de la energía por sectores.
- Subsidios.
- Posesión de equipos eléctricos (refrigerador, aire acondicionado, lavadoras, etc.).
- Características de aparatos eléctricos de mayor consumo (aire acondicionado, refrigeradores, entre otros).
- Características de la vivienda.
- Grandes consumidores de energía.
- Área de construcción comercial.

### 3. Utilización de modelos de demanda

Existen varios modelos de demanda que han sido desarrollados por organismos internacionales y que se adaptan al sector eléctrico. Algunos de ellos pueden ser obtenidos fácilmente. La Agencia Internacional de Energía Atómica (AIEA) desarrolló un modelo para el pronóstico de la demanda de electricidad a largo plazo: *The Energy Model of Analysis of the Energy Demand* (MAED, por sus siglas en inglés)<sup>25 26</sup>, que ya es conocido en la región, y que permitiría preparar escenarios de demanda mejor sustentados.

La utilización del MAED permitiría realizar proyecciones de la demanda de electricidad más realistas y mejor sustentadas en la evolución económica de los países. Además, el uso de herramientas como ésta permitiría a los planificadores realizar análisis y estudios específicos sobre la influencia de ciertas variables económicas en el comportamiento de la demanda de electricidad. Por ejemplo, que el impacto de los precios de la energía sobre la demanda de energía, o el efecto de los subsidios, o de los programas de ahorro de energía, podrían ser mejor evaluados.

El uso de estos modelos de demanda requiere de un mayor volumen de información del que se acostumbra a usar en modelos más simples, como los que se vienen utilizando en la región en la actualidad; por ello se recomienda que la base de datos sea desarrollada como primer paso. Sin embargo, paralelamente se pueden realizar los ajustes a las versiones existentes de los modelos para adaptarlos al sector eléctrico de la región.

---

<sup>25</sup> El MAED es en realidad un modelo *bottom-up* que incluye todas las formas de energía, pero que puede ser adaptado para la proyección de energía eléctrica únicamente.

<sup>26</sup> Existen otros modelos como el *Long-range Energy Alternative Planning* (LEAP), también ampliamente || utilizado y *The National Energy Modeling System* (NEMS), desarrollado por el Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos.

El CD MER o el EOR podrían solicitar apoyo de cooperación técnica a organismos regionales que han sido proactivos en la difusión de estas herramientas a nivel regional, tanto para la creación de la base de datos, como en la adaptación del modelo para su uso en la región.

#### **4. Agregar otros escenarios que impliquen una mayor integración**

En los Planes Indicativos Regionales de Expansión de la Generación, que actualmente publica el CEAC, deben ser incorporados por lo menos los siguientes escenarios:

- a) Un escenario que simule la operación unificada del sistema con las condiciones actuales, es decir, considerando el plantel de generación y las líneas de transmisión existentes.
- b) Considerar un escenario suponiendo que la región operara como un solo sistema con proyectos de generación de módulos de mayor tamaño (de más de 500 MW), sin entrar a considerar el emplazamiento de la central, sin restricciones de transmisión. Este criterio podría servir para identificar las necesidades de transmisión regional, y
- c) Un escenario que adopte las mismas hipótesis del escenario descrito en el numeral anterior, pero considerando restricciones de transmisión, en un ejercicio *top-down* que posteriormente, con base en los resultados obtenidos, distribuya la oferta con base en la demanda de cada país, poniendo en evidencia los flujos de energía y los requerimientos de transmisión.<sup>27</sup>

Al final, lo que se requiere es que se defina una metodología de planificación de la expansión de la generación y de la transmisión que identifique plantas de generación regional que califiquen para que se considere una ampliación planificada regional que pueda ser sujeta a una licitación pública regional.

#### **E. LAS TAREAS DE LOS RESPONSABLES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA**

En todos los países de la región existen organismos responsables de la política energética con distintos niveles de jerarquía y autonomía. Estos organismos también tienen una gran responsabilidad en la promoción de las plantas regionales de generación; también son los principales responsables de asegurar un sistema de abastecimiento energético, seguro y confiable para cada país y están representados en el CD MER. De acuerdo con el Tratado Marco, la entidad responsable de la planificación de la expansión de la generación y de la transmisión regional es el EOR, el cual debe actuar en estrecha coordinación con el CD MER.

Los organismos responsables de la política energética nacional deben operar de forma más coordinada con los responsables de la preparación de los planes de expansión de la generación y la transmisión a nivel nacional. En la mayor parte de los casos, los planes de expansión son considerados simplemente como datos de los planes más generales de energía, cuando debiera ser justamente lo contrario. En realidad, ambos grupos, responsables de la política energética y de los planes expansión, deben trabajar conjuntamente.

Este trabajo conjunto debe ser llevado a nivel regional. Los equipos técnicos del EOR y del CD MER y de los organismos responsables de la política energética deben conducir los estudios de forma mucho más coordinada. Debe ser ponderada la posibilidad de organizar el equivalente al GTPIR, con

---

<sup>27</sup> Éste se hace actualmente, pero con plantas de menor tamaño.

representantes los organismos responsables de la política energética de todos los países, que dé continuidad de la visión de una política energética regional; con la finalidad de preparar planes regionales de la generación y la transmisión regional.

La interdependencia que se generaría con plantas regionales de generación, operando por medio de los contratos firmes de largo plazo y las plantas regionales; y las posibilidades de abastecimiento compartido de GNL mediante el libre acceso los puertos de importación, abre el camino para la coordinación de las políticas energéticas de los países.

En tal sentido, se recomienda que por iniciativa del CD MER se tomen las siguientes acciones:

1) Cambios en los criterios de preparación de los Planes de Expansión de la Generación Nacional. Tal como ya se ha señalado, los criterios para la elaboración de los planes de expansión de la generación y de la transmisión nacionales están fundamentados únicamente en la atención de las necesidades nacionales.

Los responsables de las políticas energéticas de los países deberían disponer, dentro de las normas y/o criterios para elaborar dichos planes, la inclusión de importaciones y/o exportaciones firmes, cuando hayan decidido expansiones planificadas de transmisión y de generación regional el EOR, la CRIE o el CD MER.

2) Coordinación entre los responsables de la política energética y el EOR/CD MER. El EOR/CD MER deben realizar los planes de expansión de la generación y de la transmisión regionales en coordinación con los técnicos nacionales de la política energética nacional. Los representantes de los responsables de la política energética nacionales deberían incorporarse a los grupos de trabajo del EOR/CD MER.

La operación de los contratos firmes de largo plazo requerirá, casi con toda seguridad, que los países de los agentes que son partes del contrato, ya sea como vendedores o compradores, coordinen y acuerden compromisos adicionales con el fin de asegurar el abastecimiento y la compraventa de energía. El país comprador estará interesado en que la construcción de la planta se realice a tiempo y de la existencia de la capacidad de transmisión correspondiente. Asimismo, la parte vendedora estará interesada en que se cumpla lo pactado en el contrato firme.

Los contratos firmes de largo plazo deben ser considerados por los responsables de las políticas energéticas, en los países huéspedes de vendedores y compradores, como parte de la estrategia de abastecimiento. Las partes signatarias de estos contratos deberán tener en cuenta que los planes de expansión nacionales deben considerar esas transacciones firmes.

Se debe tener en cuenta que la promoción de las plantas de generación regional se lograría de una forma más eficaz mediante la puesta en marcha, de forma conjunta, de las medidas recomendadas y otras que se decidan por la voluntad política de cumplir con el Tratado Marco del MER.

En este sentido, el CD MER, durante la reunión que celebró en la Ciudad de Panamá durante los días 1 y 2 de diciembre de 2011, acordó una hoja de ruta, cuyos objetivos coinciden en gran parte con lo que en este informe se describe como las condiciones necesarias para impulsar los proyectos de generación eléctrica regional y que tiene que ver con la puesta en funcionamiento del proceso comercial del RMER y la derogación del RTMER y con el fortalecimiento de las instituciones regionales surgidas del Tratado Marco y sus protocolos (CRIE, EOR y CD MER). La Hoja de ruta fija plazos específicos para

el cumplimiento de los compromisos aún pendientes de ser cumplidos tanto por los países signatarios del TM como por los organismos regionales.

a) La puesta en funcionamiento del proceso comercial del RMER se refiere a la necesidad de completar el proceso de preparación y aprobación de las regulaciones transitorias para la aplicación gradual del RMER; implementar la armonización regulatoria a nivel operativo entre el RMER y los mercados nacionales, derogar el RTMER y así lograr la plena vigencia del RMER.

b) El fortalecimiento de las tres instituciones del MER: el CD MER, la CRIE y el EOR se refiere a la concreción de ciertas actividades todavía pendientes de cumplimiento y se establecen plazos para ellos.

Los aspectos más relevantes que se mencionan para la puesta en funcionamiento del proceso comercial del RMER son los relacionados con la aplicación de las interfaces regulatorias, en particular la implementación del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMERC) y la armonización de las disposiciones transitorias.

Entre los aspectos más importantes a destacar para lograr el fortalecimiento institucional de los organismos regionales son, para la CRIE, completar la contratación del personal de base y evaluar la posibilidad que los comisionados de los países participen a tiempo completo y se trasladen a la sede en Ciudad de Guatemala así como la implementación del Grupo de Vigilancia del Mercado; para el EOR se menciona la necesidad de desarrollar y aplicar los modelos de planificación regional. También se establece la necesidad de contratar un estudio para evaluar las opciones de fortalecimiento del CD MER.

Todas estas medidas debieron estar implementadas antes del mes de agosto de 2012.

## BIBLIOGRAFÍA

- Banco Mundial-IUCN (*The World Conservation Union*) (1997), “*Large Dams: Learning from Past, looking at the Future*”, 17875, International Union for Conservation of Nature and Natural Resources, Washington, D.C.
- CEAC (Consejo de Electrificación de América Central) (2010), “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2010-2025”, Ciudad de Panamá.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2012), “Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2011” (LC/MEX/L.1088), México, D. F.
- \_\_\_\_\_ (2007), “Estrategia energética sustentable centroamericana 2020” (LC/MEX/L.828), México D.F.
- CRIE (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica) (2002), “Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional” (RTMER), Ciudad de Guatemala.
- \_\_\_\_\_ (2003), “Reglamento del Mercado Eléctrico Regional” (RMER). Ciudad de Guatemala, diciembre.
- EPR (Empresa Propietaria de la Red) (2012), “Estado y avance de ejecución del proyecto por enlaces con corte al 15 de noviembre del 2012”, San José, Costa Rica.
- ESMAP (*Energy Sector Management Assistant Programme*) (2011), “Integración Energética Regional: Retos Estructurales y Regulatorios”, Washington D. C., Banco Mundial, enero.
- IEA (*International Energy Agency*) (2003), “*World Energy Outlook, Investment*”, Paris, Francia, OECD (*Organisation for Economic Cooperation and Development*) e IEA.
- Martin, J. M. (2008), “*Le charbon, les métamorphoses d’une industrie: la nouvelle géopolitique su XXI siècle*”; Paris, Editions Technip.
- McCully, P; (2001), “*Silenced Rivers: The ecology and politics of large dams*”, Londres, ZED Books.
- Miller, B- (2005), “*Coal Energy Systems*”, Londres, Elsevier Ed.
- Razavi, H- (2007), “*Financing Energy Projects in Developing Countries*”, Tulsa, Estados Unidos, PenWell Books.
- REN21 (*Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup>. Century*), Secretariat (2011), “*Renewables 2011 Global Report*”, París.
- Trainer, Ted; (2007), “*Renewable Energy Cannot Sustain a Consumer Society*”, Netherlands, Springer.
- Tusiani, M. y Shearer, G- (2007), “*LNG: A non Technical Guide*”. Tulsa,-
- Percebois, J. u Hansen J. P. (2010), “*Énergie: Économie et Politiques*”, Bruselas, De Boeck.
- PHB-Hagler Bailly, SYNEX Ingenieros Consultores (2000), “Diseño General del Mercado Eléctrico Regional” (MER), Informe Final (Revisión II, versión 3 add), Buenos Aires, Mercados Energéticos S. A., abril.
- Weron, R- (2006), “*Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices: A Statistical Approach*”, West Sussex, Reino Unido, Wiley & Sons.
- World Commission on Dams, (2000), “*Dams and Development: A New Framework for Decision Making*”, Londres, Earthscan Pub. Ltd.



## ANEXO I

Ésta no pretende ser una lista exhaustiva de leyes y reglamentos que se recomiende revisar; sencillamente se hace mención de ellas.

1) Las posibles reformas y adecuaciones a leyes, decretos y reglamentos que contienen disposiciones que se refieran a la prioridad de atender la demanda nacional, deben ser analizadas de frente a lo que establece el Tratado Marco y el RMER.

a) En tal sentido, en Honduras se debe reformar el artículo 13 del Decreto 158-94 de noviembre de 1994; en Panamá, el artículo 30 del Decreto 22 de fecha 19 de junio de 1998, ya que en su contenido se priorizan la demanda nacional sobre los intercambios nacionales, y por consiguiente contravienen las disposiciones del CD MER, que aseguran la prioridad de los contratos firmes sobre la demanda nacional.

b) En seguimiento a Honduras, el artículo 59 del Reglamento de la Ley Marco establece la potestad del Estado a intervenir la central generadora por razones de interés nacional. Se recomienda que esta disposición sea reglamentada para definir las condiciones a ser consideradas como de “interés nacional”; asimismo, el procedimiento de intervención.

c) En Nicaragua la Resolución INE 414-04-2008, en su artículo 16 determina que la Superintendencia de Energía establecerá los procedimientos para otorgar premisos de exportación, una vez sean cubiertas las necesidades nacionales. Además, fija un procedimiento para el establecimiento de una banda de precios para la energía de exportación. Se recomienda revisar esta resolución para adecuarla al espíritu de Tratado Marco y al RMER.

2) El Tratado Marco y el MER permiten la existencia de varios modelos de mercado y de organización industrial en el sector eléctrico. La existencia de monopolios verticalmente integrados no es una barrera para que, en los países que mantienen esta forma de organización sectorial, se promuevan plantas de generación regionales.

### **a) Costa Rica**

i) Una de las disposiciones legales cuya reforma promovería la construcción de plantas regionales es la ampliación del ámbito de la participación privada en las inversiones en generación, tanto en el tamaño de las plantas como en el tipo de tecnología que le es permitido utilizar.

En tal sentido, se debería considerar la posibilidad de reformar la restricción impuesta al sector privado de desarrollar plantas hidroeléctricas mayores de 50 MW y la limitación de no exceder, en su conjunto, el 30% de la potencia total del sistema eléctrico nacional. Igualmente la legislación vigente debería analizar la posibilidad de permitir que la inversión privada pueda participar en el desarrollo de plantas termoeléctricas (GNL) como propietaria con la participación del ICE.

ii) El artículo 2 de la Ley 7848 que aprobó el Tratado Marco y el Primer Protocolo otorga al ICE todas las facultades exclusivas de exportación y/o exportación de energía, impidiendo que empresas privadas o distribuidores locales puedan suscribir contratos de exportación/exportación directamente con agentes extranjeros.

**b) El Salvador**

Para el caso de El Salvador, los pliegos de cargo para la compra de energía por las distribuidoras contienen cláusulas que limitan el tamaño de las unidades de generación, que podrían ofertar en las licitaciones que organiza la SIGET. Ésta restringe la participación de plantas de generación regionales, limitaciones que deberían flexibilizarse o eliminarse.

**c) Guatemala**

i) En Guatemala no existen disposiciones legales que privilegien la atención de la demanda nacional de forma explícita, pero en los lineamientos del MEM, responsable por mandato de ley de elaborar los planes indicativos del Sistema de Generación y de Transmisión, sí se prioriza la atención de la demanda nacional y explícitamente se consideran los intercambios internacionales como complementos y no como una fuente de abastecimiento a largo plazo (exportación y/o importación).

ii) El artículo 35 del Acuerdo Gubernativo 299-98 contiene disposiciones sobre el cálculo de los costos variables y de la disponibilidad a los importadores de energía que deben ser resueltos por las interfaces regulatorias.

**d) Honduras**

i) La Ley Marco del subsector eléctrico (Decreto 158-94) atribuye a la ENEE la exclusividad para la suscripción de contratos de exportación y/o importación. Estos contratos deben ser ratificados posteriormente por la Secretaría de Estado de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte (SECOPT) y finalmente por el Gabinete Energético, creado por la Ley Marco, presidido por el Presidente de la República y seis Ministros. Este procedimiento es un candado a qué generadores pueden suscribir contratos en el MER sin pasar por dichas aprobaciones.

ii) En el artículo 12 se establece que los generadores ubicados en el territorio nacional de Honduras podrán vender su energía a los distribuidores y grandes consumidores locales y a la ENEE. También se le atribuye a esa institución la función de fijar los precios de la venta de energía.

iii) Para el otorgamiento de concesiones de generación de recursos renovables se debe obtener el acuerdo de la ENEE, la que a su vez los presenta a la consideración del Gabinete Energético para su eventual aprobación.

iv) El artículo 20 de la Ley Marco establece el principio de obligatoriedad en contrataciones por las empresas de distribución; sin embargo, no se establece el grado de cobertura de la demanda. Se recomienda que el grado de contratación cubra todos los clientes cautivos del sistema.

**e) Nicaragua**

i) En la Ley 272 de la Industria Eléctrica en el artículo 87 se establece la obligación por las distribuidoras de contratar la demanda de sus clientes; 80% el primer año y 60% para el siguiente. Se recomienda revisar este artículo en busca de fomentar las contrataciones a plazos más largos.

ii) En el artículo 12 de la Ley 532 se obliga a las distribuidoras a incluir en sus pliegos de cargo para la compra de energía y/o potencia un porcentaje mínimo de fuentes renovables que será

determinado en cada ocasión por el CNE de acuerdo con las políticas y estrategias aprobadas, correspondiendo al Consejo Directivo de la Superintendencia de Servicios Públicos fijar la normativa para determinar el precio al cual se podrá comprar el porcentaje establecido en el pliego de cargos. Esta disposición debe ser revisada teniendo en cuenta la posibilidad de participación de un contrato firme de una planta de generación fuera del país.

iii) La Ley de Estabilidad Energética (Ley 554 de 3 de noviembre de 2005) y la Resolución INE-16-02-2006 introducen normas para el cálculo de los precios en el mercado de ocasión y la forma de liquidación que se aplicará a los generadores que venden a las distribuidoras que deben ser revisadas con relación a su interacción con el MER.

**f) Panamá**

i) El numeral 13.2.4.3 de las Reglas Comerciales establece la necesidad de que los agentes generadores deberán presentar al Centro Nacional de Despacho (CND) un Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo para demostrar la seguridad del abastecimiento nacional. El contenido de dichos estudios debe ser conforme con lo establecido en el RMER.

ii) El Plan Indicativo de Generación del Sector Eléctrico pueda contemplar en sus hipótesis de expansión la importación y/o exportación de energía con el objetivo de mínimo costo de abastecimiento.

Se insiste en la recomendación que la CRIE se coordine con los reguladores nacionales y con los responsables de la política energética de los países miembros y discuta, en sesión periódica que celebren los comisionados, la factibilidad de estos cambios y conjuntamente con los reguladores nacionales preparar el texto correspondiente y el cronograma para su presentación al Órgano Legislativo o a la instancia que corresponda.

El MER es mercado de transacciones sólo de energía, pero parte de los ingresos de los generadores se reciben por medio del pago de un cargo fijo por potencia. El pago por potencia es un elemento que sin duda mejorará las opciones de plantas regionales de generación. Se recomienda que el CD MER analice este asunto, tomando en cuenta que esto implicaría una modificación importante del RMER y, que como tal, sería un proceso lento.