



NACIONES UNIDAS



SEDE SUBREGIONAL EN MÉXICO

Distr.
LIMITADA
LC/MEX/L.953
22 de diciembre de 2009
ORIGINAL: ESPAÑOL

ISTMO CENTROAMERICANO: LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA Y EL CUMPLIMIENTO DE LA ESTRATEGIA 2020

09-12-52

Índice

	<u>Página</u>
RESUMEN EJECUTIVO	1
PRESENTACIÓN	3
I. LA SITUACIÓN AL SEGUNDO ANIVERSARIO DE APROBACIÓN DE LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA SUSTENTABLE CENTROAMERICANA 2020.....	5
A. La Estrategia 2020. Antecedentes y seguimiento	5
1. Antecedentes.....	5
2. Síntesis de la <i>Estrategia 2020</i>	6
3. Aspectos relevantes y acciones realizadas desde la aprobación de la <i>Estrategia 2020</i>	9
B. Situación actual del sector energético	11
1. Aspectos económicos	12
2. El sector energético	13
II. LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA INDUSTRIA ELÉCTRICA. EXAMEN DE CASOS CON MAYOR AVANCE	22
A. Situación de la industria eléctrica y perspectivas para las fuentes renovables de energía	22
1. Consumo y producción de electricidad	22
2. Potencial de las fuentes renovables para generación de electricidad	26
3. La integración eléctrica regional	29
4. Escenarios de desarrollo para las FRE en el Mercado Eléctrico Regional.....	31
B. Revisión de iniciativas recientes de promoción desarrollo de las fuentes renovables de energía en la industria eléctrica en los países de Centroamérica.....	36
1. Principales iniciativas y proyectos impulsados en Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua	36
2. Estudio de caso. Panamá: la inversión en generación hidroeléctrica	40
III. BIOCOMBUSTIBLES EN EL ISTMO CENTROAMERICANO. BREVE REVISIÓN DE CASOS CON MAYOR AVANCE	52
A. Aspectos regionales. Acciones relevantes en El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá.....	52
1. Cooperación y coordinación regional.....	52
2. Acciones relevantes en El Salvador, Guatemala, Honduras y Panamá....	53
B. Programa de biocombustibles de Costa Rica. Avances y lecciones aprendidas	55

	<u>Página</u>
1. Antecedentes del programa nacional de biocombustibles.....	56
2. Causas del retraso del Programa Nacional de Biocombustibles	58
3. Lecciones del Programa de Biocombustibles de Costa Rica.....	61
IV. OTRAS ACCIONES LLEVADAS A CABO POR LOS PAÍSES PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA ESTRATEGIA 2020.....	63
1. Ahorro y uso eficiente de la energía (AUEE)	63
2. Diversificación de la matriz energética con recursos renovables.....	68
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	70
1. Conclusiones.....	70
2. Recomendaciones	72
BIBLIOGRAFÍA	73
ANEXO: Istmo Centroamericano: Cifras relevantes del sector energético.....	75

Índice de cuadros y gráficos

Cuadros

1 Estrategia energética sustentable de América Central 2020. Objetivos general y específico y metas	8
2 Istmo Centroamericano: Crecimiento del PIB en 2007 y 2008, y proyecciones para 2009 y 2010.....	12
3 Istmo Centroamericano: Indicadores técnicos de la dependencia de hidrocarburos en las economías centroamericanas, 2007.....	16
4 Istmo Centroamericano: Población, producto interno bruto, consumo de hidrocarburos y gasto per cápita anual, 2008	17
5 Istmo Centroamericano: Consumo de derivados de petróleo 2006 y 2008	17
6 Istmo Centroamericano: Capacidad instalada, 2008.....	19
7 Istmo Centroamericano: Evolución de la capacidad instalada en el segmento de la generación de electricidad, 1990-2008	24
8 Istmo Centroamericano: Evolución de la producción de electricidad, 1990-2008	24
9 Istmo Centroamericano: Capacidad instalada en 2008	25
10 Istmo Centroamericano: Producción neta de electricidad en 2008.....	25
11 Istmo Centroamericano: Potencial de los recursos hidroeléctricos, 2004	27
12 Istmo Centroamericano: Potencial de los recursos geotérmicos, 2004	28
13 Istmo Centroamericano: Casos analizados en el estudio de planificación indicativa de la producción de energía eléctrica.....	32
14 Panamá: Centrales hidroeléctricas en construcción a fines de 2009	51
15 Panamá: Centrales hidroeléctricas en fase de diseño final en 2009	51
16 Costa Rica: Escenario base de introducción de mezclas de biocombustibles al consumo nacional, 2008-2012	56

	<u>Página</u>
17 Tendencias en el uso de biocombustibles	56
18 Costa Rica: inversiones necesarias para adecuar las instalaciones de RECOPE para la utilización de biocombustibles	60
 Gráficos	
1 Origen de las importaciones de hidrocarburos totales, 2007	16
2 Istmo Centroamericano: Participación porcentual de la generación eléctrica sobre la base de fuentes renovables de energía, 1990, 2000, 2006 y 2008.....	19
3 Istmo Centroamericano: Evolución de emisiones de CO ₂ por consumo de derivados del petróleo, 1980-2008.....	21
4 Istmo Centroamericano: Evolución del consumo promedio de electricidad por habitante, 1990-2008	23
5 Istmo Centroamericano: Adiciones a la capacidad instalada en el período 2010-2023 para 10 escenarios.....	33
6 Istmo Centroamericano: Generación total de electricidad en el período 2009-2023, por fuente, para 10 escenarios	33
7 Istmo Centroamericano: Emisiones de CO ₂ eq por escenario, 2010-2023	36
8 Panamá: Evolución de capacidad instalada y la demanda máxima en el período 1990-2007	42
9 Panamá: Evolución de la estructura de la producción de electricidad, período 1990-2007	43
10 Panamá: Inversiones en generación de electricidad, período 1998-2008	44
11 Panamá: Inversiones auditadas en la infraestructura del subsector eléctrico durante el período 1998-2008	45
12 Panamá: Aportes al estado de las empresas privatizadas en el subsector eléctrico.....	45
13 Panamá: Proyección de la demanda máxima de generación (DMG) y potencia contratada y mercado de ocasión, 2008-2033	47
14 Panamá: Proyectos hidroeléctricos concesionados agrupados por capacidad	49

RESUMEN EJECUTIVO

En la Reunión de Ministros del sector Energía de noviembre de 2007 se aprobó la *Estrategia Energética Sustentable Centroamérica 2020 (Estrategia 2020)*, enfocada en identificar y orientar directrices claras para lograr un desarrollo sustentable del sector energético subregional. En el presente documento se analizan los avances que reportan los países para cumplir la *Estrategia 2020*, luego de dos años de su aprobación, en particular los aspectos relacionados con las fuentes renovables de energía (FRE).

Todos los países del Istmo Centroamericano han emprendido acciones para fomentar la participación de las fuentes renovables, la diversificación de las fuentes de energía y el ahorro y uso eficiente de la energía. Muchas de estas acciones se han concretado en el desarrollo de nuevos proyectos, iniciativas y programas.

En el capítulo I se presentan los antecedentes de las iniciativas energéticas subregionales y su situación actual, así como un panorama breve del sector energético de la subregión. En el capítulo II se analizan las posibilidades de las FRE, en particular la hidroenergía y la energía eólica, en el ámbito del mercado eléctrico constituido por los seis países del Istmo Centroamericano. Se incluye un análisis comparativo de las condiciones actuales como marco en el que se desarrollan las FRE frente al proceso de integración eléctrica, y un recuento de experiencias exitosas recientes de desarrollo de proyectos hidroeléctricos y eólicos. El mejor ejemplo lo constituye el caso panameño, que reporta actualmente 15 proyectos hidroeléctricos en construcción, con una capacidad total de 597 MW e inversiones de alrededor de 1.350 millones de dólares y más de 50 sitios que han sido solicitados en concesión para desarrollos hidroeléctricos, que suman 821 MW, cuyo total alcanza una cartera de más de 1.400 MW que entrarán a operar en los próximos años.

Los demás países también presentan un panorama interesante en el desarrollo de generación eléctrica a partir de FRE. Costa Rica reporta que entre 2009 y 2011 se incorporarán un total de 366,3 MW. En el Salvador, en 2012 la empresa eléctrica estatal espera terminar la construcción de la central hidroeléctrica de El Chaparral (66,1 MW). En Guatemala se construyen ocho proyectos hidroeléctricos por un total de 384 MW, que entrarán en operación entre 2010 y 2011. En Honduras se amplían dos ingenios azucareros para incorporar, en conjunto, 30 MW en 2010; el gobierno suscribió un contrato con una firma brasileña para edificar dos centrales hidroeléctricas, con una capacidad conjunta de 210 MW, y también prepara un proceso de licitación de energía renovable para comprar 250 MW. Finalmente, Nicaragua recientemente incorporó un parque eólico de 40 MW (que constituye la segunda experiencia de esa tecnología en la subregión) y la autoridad correspondiente concedió licencia para reanudar la construcción de la segunda fase de dicho proyecto eólico (23 MW que entrarán en operación en 2010); en geotermia se suscribió un contrato de construcción para expandir una central (24 MW, programada para iniciar operaciones en 2011), y se realizan estudios de factibilidad de varias centrales hidroeléctricas y actividades de exploración en dos áreas geotérmicas. Las cifras anteriores significan que, entre 2009 y 2011, los países centroamericanos incorporarán 1.527 MW de energía renovable, inversiones de alrededor 3.400 millones de dólares. Por otra parte, se puede identificar otro grupo de inversiones potenciales, con orden de magnitud semejante al de las anteriores, que incluyen sitios con licencias, en donde se realizan estudios de prospección, factibilidad o diseño para proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y eólicos.

Todo lo anterior también debe analizarse a la luz de otras acciones que los países han realizado. La más importante de ellas es la relacionada con la formación del mercado eléctrico subregional y la construcción de las dos primeras fases de la interconexión eléctrica mesoamericana (la primera es el enlace México-Guatemala, en operación desde octubre de 2009, y la segunda, la interconexión del

Sistema de Integración Eléctrica para América Central (SIEPAC), programada para operar en el último trimestre de 2010). En su conjunto, ambas iniciativas representan inversiones de alrededor de 580 millones de dólares.

Igualmente importantes han sido las leyes de promoción de las FRE, aprobadas en cada uno de los países, además de otras medidas creadas con el fin de remover los obstáculos a las energías renovables. Entre estas últimas destacan las normas de acceso abierto a las redes de distribución y transmisión aprobadas en algunos países, así como los proyectos de reforzamiento de las redes de transmisión y la extensión hacia las regiones con alto potencial de recursos energéticos.

En el capítulo III se analiza la situación de los biocombustibles. Los cultivos para producir dichos biocarburantes han mantenido su expansión, aunque en algunos países resulta más evidente el crecimiento de la caña de azúcar y la palma africana. De igual forma, han continuado creciendo plantaciones de *jatropha* y de higuierillo, ambas con potencial para producción de biodiesel. A pequeña escala, casi en todos los países han surgido pequeñas empresas que recolectan aceites vegetales usados (frituras) y grasas y aceites de origen animal para producir biodiesel, utilizado en flotillas privadas y, en algunos casos, en transporte público. Como proyecto más importante, se analiza el programa de biocombustibles de Costa Rica, con metas precisas para sustituir 10% de las gasolinas y entre 15% y 20% del diesel en todo el país. Las enseñanzas que deja la experiencia costarricense sirven para programas similares que se discuten en los países del Istmo. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que dicho país cuenta con la característica de poseer un único agente en el sector de importación, refinación y distribución de combustibles, que además apoya plenamente la realización del programa.

En el capítulo IV se presenta la situación de las principales acciones llevadas a cabo por los países en áreas prioritarias en la *Estrategia 2020*, en especial las relacionadas con la eficiencia energética y diversificación de la matriz energética por otras fuentes (no renovables). Los países de la subregión ejecutan programas de ahorro y uso eficiente de la energía (AUEE), aunque no con la misma intensidad y apoyo político. En cuanto a la diversificación, lo más relevante ha sido aprobar, en El Salvador, la Ley de Gas Natural, cuyo objetivo es normar y regular la recepción, almacenaje, regasificación, transporte, distribución y comercialización del energético en referencia.

El documento finaliza con el capítulo V, que contiene recomendaciones y conclusiones.

PRESENTACIÓN

El presente documento fue elaborado por la Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), a solicitud de la Unidad de Coordinación Energética de la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (UCE-SICA). Tiene el propósito de analizar y presentar los avances que ha alcanzado la subregión con el fin de cumplir las metas de la *Estrategia Energética Sustentable Centroamérica 2020 (Estrategia 2020)*, aprobada por los Ministros de Energía de Centroamérica, el 13 de noviembre de 2007 en la Ciudad de Guatemala.

Los años 2007, 2008 y 2009 han sido especialmente complejos para los países de la subregión. La fuerte alza de los precios del petróleo, que se presentó desde 2004 y que tuvo su primer amortiguamiento en julio de 2008, los afectó significativamente, ya que todos son importadores netos de petróleo y sus derivados. El ciclo de altos precios del petróleo coincidió con un período de fuerte crecimiento económico a nivel mundial, que a finales de 2008 chocó con un derrumbe de precios y la sucesiva desaceleración o recesión de las principales economías del mundo. Todo esto afectó profundamente a las economías centroamericanas.

Lo anterior ha presionado a los sectores de energía de los países y las instituciones de la integración energética de la subregión. Como puede derivarse de la presente evaluación, las iniciativas y programas formulados en los últimos años, así como un proceso serio de integración eléctrica impulsado desde la década de los ochenta, permiten que todos los países y la subregión tengan un balance energético bastante favorable y optimista. De igual forma, se puede concluir que la subregión ha realizado avances muy importantes en torno al cumplimiento de las metas de la *Estrategia 2020*.

El presente estudio fue iniciado bajo la coordinación de Fernando Cuevas (QEPD), jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales (UERN) de la Sede Subregional de la CEPAL, y se concluyó por el personal de dicha Unidad (Víctor Hugo Ventura, Eugenio Rojas y Jennifer Alvarado), con apoyo de los siguientes consultores de la CEPAL: Isaac Castillo, Carlos Roldán, Verónica Flores y Eugenio Torijano. Para la presente evaluación, los estudios del Plan Indicativo Regional de la Industria Eléctrica, realizados por un grupo de trabajo especializado del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), han sido muy importantes. Se reconoce también el apoyo vital y la información brindados por los Ministerios responsables del sector energía, así como de otras instituciones y oficinas nacionales del mismo sector (comisiones reguladoras, direcciones de energía y de hidrocarburos, empresas públicas de electricidad y administradores de los mercados mayoristas de electricidad). También se agradece el apoyo de varias empresas privadas e instituciones de investigación económica del sector privado, que amablemente respondieron y proporcionaron comentarios e información útiles.

I. LA SITUACIÓN AL SEGUNDO ANIVERSARIO DE APROBACIÓN DE LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA SUSTENTABLE CENTROAMERICANA 2020

A. LA ESTRATEGIA 2020. ANTECEDENTES Y SEGUIMIENTO

1. Antecedentes

Ante la fuerte alza de los precios del petróleo presentada en 2004, la Sede Subregional de la CEPAL en México preparó, para consideración de la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (SG-SICA), una propuesta de un plan energético de emergencia, revisado y aprobado por los Ministros de Energía de Centroamérica en mayo de 2004, en Ciudad de Guatemala, Guatemala, y al mes siguiente por los Jefes de Estado y del Gobierno de Centroamérica, en la Cumbre de Guadalajara, México. En este plan de emergencia se incluía la elaboración de una estrategia energética sustentable centroamericana.

Posteriormente, en febrero de 2005, la reunión conjunta de los ministros de Energía y de Ambiente, convocada por la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD), en San Pedro Sula, Honduras, solicitó a la CEPAL que preparara una estrategia para cumplir con los compromisos vertidos por la subregión en el encuentro de Johannesburgo. En diciembre de ese año, en Ciudad de Guatemala, los Directores de Energía de Centroamérica avalaron los objetivos, medios e instrumentos y actividades de la *Estrategia Energética Sustentable Centroamérica 2020*, y encargaron a la Sede Subregional de la CEPAL en México un documento analítico con el fin de respaldar la estrategia aprobada.

De esta forma, la Unidad de Energía y Recursos Naturales (UERN) de la mencionada Sede Subregional analizó los diferentes subsectores en 2006 y 2007 y preparó la primera propuesta de la *Estrategia*. El Plan Indicativo Regional de la Industria Eléctrica 2006-2020, realizado por un grupo especializado del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) fue uno de los insumos considerados.

Luego de un proceso de discusión con los Directores de Energía y Directores de Hidrocarburos de los países centroamericanos y con los funcionarios de la SG-SICA, la *Estrategia Energética Sustentable Centroamérica 2020* (CEPAL, 2007a) fue aprobada en la Reunión de Ministros del Sector Energía, realizada en Guatemala, el 13 de noviembre de 2007¹. En dicha reunión, los ministros decidieron trabajar conjuntamente para implementar acciones que garantizaran el suministro de energía en la cantidad y calidad necesarias, en condiciones accesibles a toda la población y que velaran por el adecuado aprovechamiento y preservación de los recursos naturales.

La Estrategia 2020 provee una visión común de desarrollo e integración energética y establece metas para: a) reducir la dependencia de los hidrocarburos; b) aumentar la participación de las fuentes renovables; c) disminuir la emisión de gases de efecto invernadero; d) ampliar la cobertura de energía eléctrica, y e) incrementar la eficiencia en la oferta y demanda de energía.

Otras consideraciones y mandatos emanados de la Reunión de Ministros de Energía son:

¹ Declaración de los Ministros o Responsables del Sector Energético de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) y su correspondiente resolución (01-2007, CME), Ciudad de Guatemala, 13 de noviembre de 2007.

- a) Reconocer que cada uno de los países podrá avanzar más allá de las metas establecidas en la *Estrategia 2020*, de acuerdo con sus propias políticas.
- b) Actualizar y mejorar continuamente la estrategia, tarea que fue encomendada a los Directores de Energía y Directores de Hidrocarburos de los países del SICA, con el apoyo de la CEPAL.
- c) Priorizar las actividades y proyectos relacionados con las fuentes renovables, uso racional y eficiente de la energía y los biocombustibles.

En diciembre de 2007 los mandatarios de los países de la subregión aprobaron y otorgaron pleno apoyo a la *Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020*².

2. Síntesis de la *Estrategia 2020*

La *Estrategia 2020* está enfocada a identificar y orientar directivas claras para lograr un desarrollo sustentable del sector energético subregional. Para alcanzar este propósito fue necesario realizar estudios prospectivos, que analizaron una serie de factores, como las fuentes energéticas disponibles a nivel mundial, los compromisos internacionales, la sustentabilidad del sector energético, la situación económica social de los países del Istmo Centroamericano, el sistema energético existente, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el ámbito institucional de la subregión. Los temas que requirieron mayor atención fueron:

- a) La situación de los precios de los hidrocarburos, y en especial del petróleo y sus derivados, que ha impactado a los países centroamericanos, importadores netos de hidrocarburos. Conviene destacar que éste ha sido un tema central en las agendas energéticas nacionales y subregionales, desde 2003, cuando los precios del petróleo y sus derivados empezaron a mostrar tendencias alcistas (situación que prevaleció hasta el tercer trimestre de 2008).
- b) Los compromisos ambientales internacionales, en especial el Protocolo de Kyoto. Otros insumos ambientales para la *Estrategia* fueron: el Reporte Stern y los informes del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre la Evolución del Clima (tercero y cuarto informes). Estos estudios han contribuido a sensibilizar a las instituciones, gobiernos y opinión pública sobre la necesidad de tomar medidas más enérgicas en vista de la posible magnitud del calentamiento global.
- c) Los aspectos económicos y sociales y la contribución de las energías modernas al desarrollo.
- d) Los planes y la situación energética de cada país y los estudios de prospectiva energética subregional, en particular los realizados por el CEAC.
- e) En el ámbito institucional se consideraron los compromisos de cada país de “impulsar la diversificación de la oferta energética y fomentar la eficiencia energética, evaluando el potencial de fuentes convencionales y mejorando la participación de fuentes renovables” (presentado en la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible realizada en Johannesburgo en 2002) con el propósito de alcanzar 10% de participación de fuentes renovables en la oferta de energía primaria en 2010 (XIV Foro de Ministros de Ambiente de América Latina y el Caribe, en Brasilia, noviembre de 2003).

² XXXI Reunión Ordinaria de Jefes de Estado y de Gobierno de los Países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), Ciudad de Guatemala, Guatemala, 12 de diciembre de 2007.

Se diseñaron y analizaron seis escenarios para desarrollar el sector energético centroamericano en el largo plazo. El primero mantiene la tendencia actual de la industria energética centroamericana, mientras que en los siguientes cuatro se considera la aplicación creciente de medidas para hacer un uso racional de la energía (disminuir el consumo de leña, usar lámparas, cocinas y motores más eficientes, entre otros) y se aumenta la participación de fuentes renovables. El sexto escenario incluye todas las medidas anteriores y da lugar al plan eléctrico de menor valor presente, que resultó ser aquel con la máxima participación de centrales hidroeléctricas. El resumen de los resultados se incluye en el Anexo.

Entre los parámetros utilizados para comparar los resultados de estos escenarios en 2020, cabe destacar el consumo total de combustibles, el de energía, la participación de fuentes renovables en la producción de electricidad, el nivel de emisiones de gases con efecto invernadero (GEI) en 2020, y las inversiones requeridas en el período 2007-2020.

Si se comparan los dos escenarios extremos —el tendencial y el que incorpora todas las mejoras en el uso y la provisión de energía—, se destacan varios impactos positivos para el segundo: i) reducir la importación de 28 millones de barriles de derivados del petróleo, 4 millones de toneladas de carbón, y 1.300 millones de metros cúbicos de gas natural; ii) disminuir 28 millones de toneladas de GEI y de otros contaminantes primarios y secundarios; iii) aumentar la cobertura eléctrica para 700.000 viviendas, y iv) cumplir con los compromisos de Johannesburgo, con respecto al porcentaje de la oferta de energía primaria cubierta por fuentes renovables.

Además, la estrategia incluye una estimación de las inversiones correspondientes, entre otras, la expansión del sistema de generación eléctrica, la cogeneración en ingenios azucareros, la expansión de la infraestructura petrolera y de gas natural y las medidas de uso racional de energía, la producción de biocombustibles, y la ampliación de la cobertura eléctrica para el cumplimiento de los Objetivos del Milenio. La inversión requerida para asegurar el suministro de energía a los países del Istmo Centroamericano oscilaría así entre 13.000 y 18.000 millones de dólares (en valores de 2005) para los escenarios extremos, 92% correspondiente a las nuevas centrales de generación eléctrica.

En el cuadro 1 se muestra un resumen de los objetivos generales y específicos y de las metas de la “Estrategia Energética Sustentable de América Central”. Para alcanzar las metas de la Estrategia, la SG-SICA cuenta con una “Matriz de Acciones para la Integración y Desarrollo Energético de Centroamérica” (MAIDECA, referida en este documento como la Matriz)³ y contiene alrededor de 65 acciones, ordenadas dentro de las siguientes áreas temáticas: a) uso racional de la energía, b) diversificación de la matriz energética y fuentes renovables de energía, c) acceso a la energía, d) energía y cambio climático, e) integración regional, y f) temas institucionales.

³ La Matriz de Acciones para la Integración y Desarrollo Energético de Centroamérica es el resultado de un trabajo conjunto de las instituciones que conforman el Grupo Interinstitucional de Apoyo al proceso de Integración y Desarrollo Energético de Centroamérica (SG-SICA, SIECA, CEAC, CCHAC, CEPAL, INCAE, BCIE, BID y USAID) y las Direcciones de Energía y de Hidrocarburos de los países centroamericanos, con el fin de identificar las medidas y acciones que deberían tomarse en el corto plazo para fomentar la integración y el desarrollo energético de la subregión.

CUADRO 1
ESTRATEGIA ENERGÉTICA SUSTENTABLE DE AMÉRICA CENTRAL 2020.
OBJETIVOS GENERAL Y ESPECÍFICO Y METAS

Objetivo general:
Asegurar el abastecimiento energético de América Central, en calidad, cantidad y diversidad de fuentes, necesario para garantizar el desarrollo sostenible, teniendo en cuenta la equidad social, el crecimiento económico, la gobernabilidad y compatibilidad con el ambiente, de acuerdo con los compromisos ambientales internacionales.
Objetivos específicos:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Reducir la tasa de crecimiento de la demanda de derivados del petróleo (por sectores de consumo y generación de energía eléctrica). 2. Disminuir la dependencia energética de fuentes importadas, mientras se aumenta la oferta de fuentes renovables de energía. 3. Mejorar la eficiencia y promover el uso racional de la energía, tanto de los sectores de la demanda como de la oferta. 4. Incorporar nuevas tecnologías y fuentes de energía menos contaminantes. 5. Aumentar el acceso a los servicios energéticos de las poblaciones aisladas y de menores ingresos. 6. Mitigar los efectos del uso y producción de energía sobre el ambiente. 7. Desarrollar proyectos energéticos con recursos naturales compatibles con el ambiente y con los asentamientos humanos.
METAS DE LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA SUSTENTABLE PARA 2020
<p>a) Acceso a la energía por parte de la población con menos recursos</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Alcanzar al menos 90% de cobertura eléctrica en cada uno los países de la subregión. <p>b) Uso racional y eficiencia energética</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Reducir 10% el consumo de leña para cocción mediante la utilización de cocinas más eficientes en 1 millón de hogares rurales. 3. Disminuir 12% el uso de energía eléctrica en los sectores residencial, comercial, industrial y alumbrado público, mediante la sustitución de sistemas de iluminación eficientes. 4. Acortar 35% el uso de energía eléctrica para refrigeración en el sector residencial mediante la sustitución de refrigeradores antiguos por unidades más eficientes en 2,7 millones de hogares. 5. Aminorar 10% el uso de energía eléctrica en el sector industrial mediante el uso de motores eficientes. 6. Llevar al menos a 12% el nivel de pérdidas en los sistemas eléctricos de cada país. 7. Disminuir 10% el consumo de derivados del petróleo en el transporte público y privado mediante medidas de manejo eficiente, aplicación de normas para la importación de vehículos, fomento al transporte público, entre otros. <p>c) Fuentes renovables de energía</p> <ol style="list-style-type: none"> 8. Aumentar 11% de energía la participación en el mercado eléctrico subregional de fuentes renovables en la producción de electricidad, principalmente mediante la construcción de centrales hidroeléctricas. <p>d) Biocombustibles para el sector transporte</p> <ol style="list-style-type: none"> 9. Sustituir 15% del consumo de derivados del petróleo en el transporte público y privado mediante el uso de biocombustibles. <p>e) Cambio climático</p> <ol style="list-style-type: none"> 10. Reducir 20% la emisión de gases de efecto invernadero con respecto al escenario tendencial en 2020, para así maximizar la aplicación de los certificados de reducción de carbono.

∞

Fuente: CEPAL, 2007a, *La Estrategia energética sustentable centroamericana 2020*.

La Unidad de Coordinación Energética del SICA (UCE-SICA) es la encargada de coordinar y dar seguimiento a las actividades contenidas en la Matriz, y trabaja con las instancias técnicas nacionales y regionales y en apoyo a los directores de energía e hidrocarburos. Estos últimos tienen el encargo de sus respectivos ministros para iniciar las actividades de corto plazo contenidas en la Matriz en referencia⁴. Además, dos organismos subregionales han prestado colaboración cercana a la UCE-SICA: el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) y el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC).

3. Aspectos relevantes y acciones realizadas desde la aprobación de la *Estrategia 2020*

En 2008, tanto a nivel subregional como nacional, las agendas energéticas se centraron en los impactos del alza del precio internacional de los hidrocarburos, en particular de los derivados del petróleo, sobre las economías de los países. Los países adoptaron diferentes políticas y acciones para paliar el impacto del aumento de precios, tanto en las actividades económicas como en los sectores de la población más vulnerables (CEPAL, 2009b). A partir de agosto de 2008 los precios del petróleo empiezan a ceder, y finaliza un período de fuerte crecimiento económico (que converge al final del ciclo con un derrumbe de precios y la desaceleración y recesión de las principales economías a nivel mundial). A fines de 2008, varios países desarrollados cayeron en recesión y otros más lo habrán hecho en 2009. En consecuencia, todos los países del Istmo Centroamericano reducen su ritmo de crecimiento, y se estima que cuatro de ellos tendrán una contracción en 2009 y sólo dos de ellos reportarán crecimientos modestos (Panamá y Guatemala). Las preocupaciones energéticas, que fueron prioritarias en el período 2004-2008, ceden el paso a las discusiones y acciones para aminorar los efectos de la crisis financiera internacional.

A continuación se presenta un resumen de las acciones y hechos más importantes, tanto a nivel subregional como nacional.

a) Cumbres presidenciales

i) Cambio climático. Los países deciden incorporar el cambio climático como un tema transversal y de alta prioridad en los planes nacionales de desarrollo y en los planes estratégicos y operativos de las instituciones que conforman los gobiernos. Asimismo, aprueban los Lineamientos de la Estrategia Regional de Cambio Climático, que permitirán la construcción de una Estrategia Regional de Cambio Climático, con el propósito de enfrentar con éxito los impactos y efectos de este fenómeno global, con base en las realidades nacionales⁵. De igual forma, expresan beneplácito por el estudio de factibilidad sobre la economía del cambio climático que realiza la CEPAL, cuyos resultados iniciales se presentarán en los últimos meses de 2009.

ii) Precios del petróleo y crisis financiera internacional. En mayo de 2008, ante el fuerte impacto económico y social generado por el alza de los precios del petróleo y el carácter especulativo de dichos incrementos, los países miembros del SICA solicitaron un período extraordinario de sesiones de la

⁴ Véase Resolución 01-2007 de los Ministros o Responsables del Sector Energético de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), Ciudad de Guatemala, 13 de noviembre de 2007.

⁵ Cumbre de Cambio Climático y Medio Ambiente, Centroamérica y El Caribe, realizada en San Pedro Sula, Honduras, el 28 de mayo de 2008.

Asamblea General de las Naciones Unidas⁶. Posteriormente, en diciembre de 2008 se aprobó el "Plan de Medidas Urgentes para Atender en la Región el Impacto de la Crisis Financiera Internacional", que contribuye a implementar políticas y planes de acción con el objetivo de fomentar el empleo, incentivar la producción agrícola, fortalecer el comercio y procurar la inversión pública en obras de infraestructura⁷.

iii) Biocombustibles. En julio de 2009 los países reportaron avances en la consolidación de la Red Mesoamericana de Investigación y Desarrollo en Biocombustibles, cuyo objetivo es contribuir a la seguridad energética y alimentaria de la subregión. El Programa Mesoamericano de Biocombustibles reportó la instalación de dos plantas piloto para la producción de biodiesel en El Salvador y Honduras (una en cada país), así como avances en infraestructura de biocombustibles en Costa Rica, Guatemala, y Panamá⁸. Ambas iniciativas son coordinadas por el Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica (referido de manera abreviada como Proyecto Mesoamérica)⁹.

b) Integración eléctrica

i) El Mercado Eléctrico Regional (MER). Como no ha concluido el proceso de ratificación del II Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional de América Central (TMEAC), a la fecha el MER ha sido ratificado por las asambleas nacionales de cuatro países (El Salvador, Guatemala, Honduras y Panamá). Dicho protocolo modifica algunas normas del TMEAC, y complementa las disposiciones para el adecuado funcionamiento del MER. La red regional del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC)¹⁰ tiene un importante grado de avance, y se estima que se concluya y se ponga en operación para fines de 2010. En febrero de 2009, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México formalizó su ingreso como octavo accionista de la Empresa Propietaria de la Red (EPR).

⁶ Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno de los Países Miembros del Sistema de la Integración Centroamericana y de la Republica Federativa de Brasil, San Salvador, El Salvador, 29 de mayo de 2008.

⁷ XXXIII Reunión de Jefes de Estado y de Gobierno de los Países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), San Pedro Sula, Honduras, 5 de diciembre de 2008.

⁸ XI Cumbre del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla, Guanacaste, Costa Rica, 27-29 de julio de 2009.

⁹ Este proyecto consolida las actividades que anteriormente llevaba el Plan Puebla-Panamá (X Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla, Villahermosa, México, 28 de junio de 2008).

¹⁰ La infraestructura del Proyecto SIEPAC consiste en ejecutar el primer sistema de transmisión eléctrica subregional que reforzará la red eléctrica de América Central. Consta de una red troncal de 1.790 km de longitud (Guatemala: 281 km; El Salvador: 286 km; Honduras: 270 km; Nicaragua: 310 km; Costa Rica: 493 km; y Panamá: 150 km), en tensión de 230 kV (con algunos tramos en doble circuito) y 15 subestaciones (nuevas y ampliaciones). A 2005 el presupuesto estimado del SIEPAC era de 370 millones de dólares.

ii) Interconexión México-Guatemala. Como las obras de transmisión y transformación se encuentran finalizadas, se estima que la operación comercial iniciará a fines de 2009. Con esta interconexión operarán sincronizadamente los sistemas eléctricos de ocho países mesoamericanos¹¹.

iii) Interconexión Colombia-Panamá. Constituirá un paso inicial para la integración energética entre la región andina y los países centroamericanos¹². En 2008 y 2009 se han realizado los estudios de ingeniería básica y prediseños, así como el estudio de impacto ambiental de la línea de transmisión. En marzo de 2009, los gobiernos suscribieron un acuerdo para desarrollar e implementar coordinadamente un esquema regulatorio operativo y comercial que permita el intercambio de energía eléctrica entre ambos países. En abril de 2009 comenzó a operar la empresa “Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP)”, responsable de construir y ejecutar el proyecto. Se estima que las obras serán licitadas en 2010 y la entrada en operación, en 2014.

c) **Acciones nacionales**

Todos los países centroamericanos han emprendido acciones para fomentar la participación de las fuentes renovables, la diversificación de las fuentes de energía y el ahorro y uso eficiente de la energía. Muchas de estas acciones se han concretado en el desarrollo de nuevos proyectos, que han entrado en operación o lo harán en los próximos años. Los siguientes capítulos muestran en forma breve la situación de la industria eléctrica, el desarrollo de los biocombustibles y la situación de la eficiencia energética.

B. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO

A continuación se presentan los aspectos relevantes de la evolución económica y energética reciente de los países del Istmo Centroamericano. La mayor parte de las cifras se encuentran actualizadas a 2008, aunque algunos indicadores se refieren a 2009 (cifras preliminares y proyecciones). A niveles macro, las cifras energéticas de 2008 son semejantes a las de 2006 (año de corte con el que se contaba cuando se aprobó la *Estrategia 2020*); sin embargo, existen progresos evidentes, especialmente en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica con base en FRE, biocombustibles y eficiencia energética.

¹¹ Las obras estuvieron a cargo de las empresas eléctricas nacionales de los dos países (Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, e Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala). La línea de transmisión tiene una tensión de 400 kV, 103 km, 32 del lado mexicano y 71 km del lado guatemalteco, e incluye la ampliación de las subestaciones Tapachula, en México y Los Brillantes, en Guatemala. La capacidad inicial de transferencia del enlace se estima en 200 MW de México a Guatemala y de 70 MW de Guatemala a México. El costo total estimado del proyecto es de 55,8 millones de dólares (43,3 millones de dólares en Guatemala y 12,5 millones de dólares en México). Con esta obra quedarán enlazados los sistemas eléctricos de ocho países (de sur a norte, y bajo la presencia de enlaces: Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador, Guatemala, México y Belice).

¹² El proyecto consiste de una línea de transmisión de 300 MW de aproximadamente 614 km entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá. La interconexión contempla un tramo marino de 55 km, lo que reduce el impacto ambiental. La inversión estimada es cercana a 300 millones de dólares.

1. Aspectos económicos

A partir de los últimos meses de 2008, las economías de los países del Istmo Centroamericano comenzaron a sufrir los efectos adversos de la crisis internacional, padecidos con mayor fuerza en los primeros meses de 2009. El ciclo expansivo de la economía mundial iniciado en 2003 terminó abruptamente en 2008 y provocó una marcada desaceleración de la actividad económica de los países de la subregión. Como resultado de la crisis económica mundial, la actividad económica del Istmo Centroamericano en 2008 alcanzó una tasa de crecimiento de 4,7%, luego de los resultados excepcionales de 7,6% y 7,4% en 2006 y 2007, respectivamente (CEPAL, 2009e). Dentro de este contexto, se estima que solamente dos países tendrán una expansión modesta, mientras que los otros cuatro decrecerán, y retomarán, posiblemente, el crecimiento a partir de 2010 (véase el cuadro 2).

CUADRO 2
ISTMO CENTROAMERICANO: CRECIMIENTO DEL PIB EN 2007
Y 2008, Y PROYECCIONES PARA 2009 Y 2010
(En tasas de variación)

	2007	2008	2009 ^a	2010 ^b
Istmo Centroamericano	7,0	4,5	-1,1	2,6
Costa Rica	7,8	2,6	-1,2	3,5
El Salvador	4,7	2,5	-2,5	2,0
Guatemala	6,3	4,0	-7,0	2,0
Honduras	6,3	4,0	-3,0	1,5
Nicaragua	3,2	3,2	-1,5	2,0
Panamá	12,1	10,7	2,5	4,5

Fuente: CEPAL (2009), sobre la base de cifras oficiales.

a Cifras estimadas.

b Cifras proyectadas.

Para los países del Istmo Centroamericano el canal más importante de transmisión de la crisis ha sido la contracción de la demanda externa. La alta dependencia del mercado estadounidense ha afectado a los países de la subregión, ya que, salvo Panamá, dicho mercado representa el destino principal de las exportaciones para los demás países. Asimismo, otros canales de transmisión de la crisis han sido la restricción del financiamiento externo; la reducción de la IED; la recepción de las remesas familiares (salvo Costa Rica y Panamá), y el turismo. Como efecto positivo, se espera que los términos del intercambio mejoren en 2009.

Los gobiernos de la subregión han impulsado diferentes acciones para enfrentar la crisis de manera coordinada. En diciembre de 2008, los Jefes de Estado y de Gobierno de los países del SICA aprobaron un plan de medidas urgentes para atender el impacto de la crisis financiera internacional en la subregión. Entre otros aspectos, se buscó el compromiso de fortalecer el sistema financiero subregional, avanzar hacia el establecimiento de la unión aduanera, coordinar las políticas productivas, estimular los encadenamientos productivos, promover el comercio intrarregional (especialmente de productos agropecuarios) y priorizar la inversión en infraestructura de apoyo a la producción.

2. El sector energético

Por tratarse de países importadores netos de petróleo, la reciente crisis de precios (véase el recuadro 1) causó serios perjuicios económicos y marcó la pauta de la evolución reciente del sector energético (CEPAL, 2009c)¹³. Esta situación afectó también la demanda de energías modernas (derivados del petróleo y electricidad) debido a las diferencias de la evolución de las economías de los países, los precios del petróleo y sus derivados y las políticas y sistemas de precios internos de los energéticos. Los países realizaron importantes esfuerzos para iniciar proyectos energéticos a partir de las FRE, diversificar las matrices energéticas y mejorar la eficiencia energética. A continuación se muestra un resumen de las principales cifras de los sectores de energía de los países de la subregión.

RECUADRO 1 LA CRISIS RECIENTE DEL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

En 2008 el mercado internacional de petróleo registró la culminación de un período de fuertes alzas de precios, al superar varias marcas simbólicas e históricas, por ejemplo los 100 dólares por barril (al final de febrero, el crudo marcador *West Texas Intermediate*, WTI, alcanzó dicha cifra). En términos reales, el precio promedio reportado en 2008 superó los promedios anuales registrados en anteriores choques petroleros. En los primeros siete meses de 2008 se observaron incrementos extraordinariamente altos, con variaciones interanuales cercanas a 95% en mayo y junio, y en julio se alcanzó el precio máximo de 145,31 dólares por barril. De agosto a diciembre de 2008 los precios disminuyeron hasta alcanzar una tasa de crecimiento interanual negativa de 56% (véase el siguiente gráfico). En diciembre, el precio promedio del WTI fue de 39,95 dólares por barril, cercano a los niveles observados en 2004.

Entre enero y septiembre de 2009 el precio promedio del WTI fue de 56,85 dólares/barril, 43% menor que el promedio registrado en 2008, y destacan los bajos precios registrados en los primeros dos meses de 2009 (40,4 dólares/barril en promedio). A partir de marzo se registró una tendencia alcista, y en agosto y septiembre se alcanzó un precio promedio de 70,2 dólares/barril (30% menos que el promedio de 2008).

Al igual que en crisis petroleras anteriores, la reciente fue el resultado de una mayor demanda (impulsada por la expansión de economías en desarrollo, principalmente China e India) y una menor capacidad de oferta petrolera. Esta última está asociada a un rezago en inversiones, pero también a tensiones geopolíticas, acciones y sucesos ocurridos en algunos de los principales países productores. Como característica adicional, los mercados financieros tuvieron un papel muy importante. Por ejemplo, mediante los contratos a futuro, instituciones no petroleras (como fondos de pensiones y bancos de inversión) controlaron una porción grande del mercado referido de instrumentos, sin llegar a tener la intención de materializar dichos contratos, sino como una opción para cubrirse de la inflación y de la depreciación del dólar.

(Continúa)

¹³ El efecto final de los precios del petróleo y sus derivados sobre la actividad económica y la inflación depende del grado de flexibilidad del traslado total o parcial del incremento de los precios de los hidrocarburos hacia los costos de producción. En el caso de los países centroamericanos, la información muestra que el alza acelerada de dichos precios desde principios de 2007 hasta agosto de 2008, junto con el aumento mundial de los precios de los alimentos, afectó el desenvolvimiento económico y elevó los precios al consumidor de los países de la subregión. Se registró una disminución del ritmo de crecimiento del PIB en cada país y se estima que se mantenga a lo largo de 2009, ahora a causa de la desaceleración económica que se registra a nivel mundial derivada de la crisis financiera internacional (CEPAL, 2009c).

RECUADRO 1 (conclusión)

La expansión de las actividades económicas también explica el apreciable aumento en los precios de las materias primas, que se considera que ha sido el más marcado del último siglo en su magnitud, duración, y por el número de productos cuyos precios se han elevado. El índice de precios de los productos básicos no petroleros alcanzó su nivel más alto en términos nominales, aunque en términos reales han quedado muy por debajo de los máximos registrados en los años setenta y a inicio de la década de los ochenta del siglo pasado, a diferencia de lo observado en el mercado petrolero.

Los países del Istmo Centroamericano son importadores netos de hidrocarburos, condición que amplifica los impactos económicos y sociales derivados de los choques petroleros. La factura petrolera centroamericana saltó de casi 7.000 millones de dólares en 2006 a 8.600 millones de dólares en 2007, y 11.224 en 2008. La relación consumo per cápita de productos petroleros y el PIB per cápita se incrementó de 6,6% en 2006 a 7,3% en 2007, y 8,8% en 2008, cifras que ilustran la proporción creciente de los ingresos que los países dedicaron al pago de la factura petrolera. En los términos del intercambio también se observó un deterioro creciente, con una factura petrolera que representó cada vez una mayor proporción de los ingresos por exportaciones (15,4%, 17% y 20,1%, respectivamente en los años referidos).

PRECIOS SPOT Y PRECIOS PROMEDIO ANUALES DEL CRUDO MARCADOR WEST TEXAS INTERMEDIATE (WTI) EN EL PERÍODO 1999-SEPTIEMBRE 2009



Fuente: DOE (2009), Sistema de Información. Gráfico elaborado a partir de precios mensuales promedio.

A nivel de los países se identifican diferencias significativas. Los países de menor ingreso per cápita (Nicaragua y Honduras) registran el porcentaje más alto de gasto petrolero con relación al ingreso per cápita. Ello contrasta con la situación de los países de mayor renta (Panamá y Costa Rica), que destinan un menor porcentaje de su ingreso per cápita al gasto de hidrocarburos. En posición intermedia se encuentran El Salvador y Guatemala.

Una porción significativa de la electricidad es producida a partir de derivados del petróleo. En 2007, la industria eléctrica de la subregión registró 34,4% de dependencia petrolera, que corresponde a la porción que fue producida a partir de derivados del petróleo, mientras que 63% fue producida con fuentes renovables (hidráulicas, geotérmica, viento y biomasa) y el restante 2,6% con plantas activadas con carbón mineral. A nivel de los países, en el año referido, dos países (Nicaragua y Honduras) reportaron una alta dependencia petrolera (arriba de 60%), mientras que El Salvador, Guatemala y Panamá exhiben una dependencia petrolera mediana (entre 30% y 45%). Únicamente Costa Rica muestra una baja dependencia petrolera (menor de 10%).

Fuente: CEPAL (2009c), *La crisis de los precios del petróleo y su impacto en los países centroamericanos*, y Sistema oficial de estadísticas energéticas de Estados Unidos (<http://www.eia.doe.gov/>).

a) Producción y consumo de energía en el Istmo Centroamericano

Se estima que en 2008¹⁴ los países alcanzaron un consumo final de energía de 179,8 Mbep¹⁵, 44% cubierto principalmente por derivados del petróleo, 43% por biomasa, 12% por electricidad y 1% por otros. Los sectores de mayor consumo energético son el residencial con 45% (la leña representó 85% del mismo), y el transporte con 29%, principalmente de derivados líquidos del petróleo. Ahora bien, únicamente con respecto al consumo total de derivados de petróleo, el sector transporte utilizó aproximadamente 66%. En el caso de las estimaciones de consumo final por sector y por país es importante notar que en la subregión no necesariamente se tiene la misma estructura de consumo (véase el Anexo).

El carbón mineral, combustible relativamente nuevo en la subregión, suministró 2% de las necesidades energéticas totales, utilizado en su mayor parte para la producción de electricidad y en algunos procesos industriales. Se estima que este energético continuará incrementando su participación en los siguientes años, como consecuencia de varios proyectos de producción de electricidad en construcción, que entrarán en operación entre 2009 y 2012.

b) Subsector hidrocarburos

Los países centroamericanos son importadores netos de hidrocarburos. Sólo Guatemala tiene una pequeña producción petrolera, destinada mayoritariamente a la exportación. Las economías de estos países muestran una alta dependencia en los hidrocarburos, que se puede inferir a partir de los indicadores energéticos que se muestran en el cuadro 3.

En 2008, a nivel subregional, los hidrocarburos representaron 44% del consumo energético total, y se constituyeron en la fuente más importante de energía¹⁶. Costa Rica, Panamá y El Salvador, son los países que registraron los porcentajes más altos de utilización de este combustible con respecto al consumo energético final, en contraste con Nicaragua, Guatemala y Honduras. Es conveniente puntualizar que estos valores de participación de hidrocarburos con respecto al consumo energético final, están asociados a la utilización de la leña como fuente energética.

Esta dependencia de las economías centroamericanas se puede analizar también mediante indicadores de tipo económico (véase el cuadro 4). En 2008, Guatemala, el país con la mayor población y el PIB más elevado de la región (13,7 millones de habitantes y 38.244 millones de dólares), registraba un gasto per cápita (factura petrolera per cápita) y un consumo per cápita anual en hidrocarburos inferior al de Panamá, Costa Rica, El Salvador y Honduras. En contraste, Panamá, con una población de 3,4 millones y un PIB de 23.087 millones de dólares, mostró un gasto y un consumo per cápita anual en hidrocarburos por encima del resto de los países de la subregión. Para el año de referencia, Panamá registró un gasto per cápita anual de 373 dólares y un consumo per cápita anual de 5,2 barriles.

¹⁴ La CEPAL estima el balance energético del Istmo Centroamericano correspondiente a 2008 con base en el balance energético regional de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) del mismo año, así como a las publicaciones recientes de la CEPAL con las estadísticas de electricidad y petróleo de 2008, y el consumo de leña en ese mismo año.

¹⁵ Mbep (millones de barriles de petróleo equivalente) es una unidad común utilizada para poder agregar la producción, el consumo, entre otros, de las diferentes fuentes de energía.

¹⁶ Corresponde a cifras de 2007, publicadas en el Sistema de Información Económica Energética (SIEE) de OLADE.

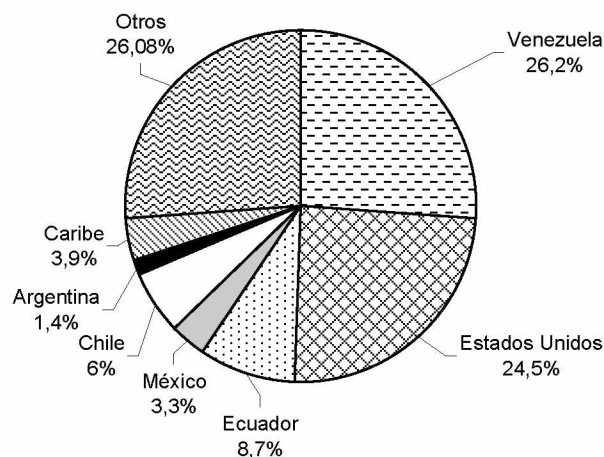
CUADRO 3
ISTMO CENTROAMERICANO: INDICADORES TÉCNICOS DE LA DEPENDENCIA DE
HIDROCARBUROS EN LAS ECONOMÍAS CENTROAMERICANAS, 2007
(En porcentajes)

Indicadores	Promedio región	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Total de hidrocarburos en el consumo energético	44,5	56,7	55,3	29,9	43,5	42,6	66,2
Total de utilización de leña en el consumo energético	41,1	15,6	23,0	62,8	42,7	49,4	15,4
Consumo de hidrocarburos para generación eléctrica	17,2	7,3	13,6	10,3	30,7	34,1	17,1
Generación con plantas a base de derivados del petróleo	34,5	7,2	36,6	26,9	62,7	65,1	37,0

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales y del Sistema de Información Económica Energética (SIEE) de OLADE, 2007.

Del total de derivados y petróleo crudo importados por el Istmo Centroamericano en 2007, las dos principales fuentes fueron Venezuela con 26,5%, y Estados Unidos con 25,5% (véase el gráfico 1). En 2008 se estima que esta estructura de procedencia de las importaciones varíe muy poco. Asimismo, en 2008, 45,6% de los suministros provino de los países sudamericanos.

GRÁFICO 1
ORIGEN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS TOTALES, 2007
(En barriles)



Fuente: CEPAL, 2009^a, *Istmo Centroamericano: Estadísticas de Hidrocarburos 2008*.

CUADRO 4
ISTMO CENTROAMERICANO: POBLACIÓN, PRODUCTO INTERNO BRUTO,
CONSUMO DE HIDROCARBUROS Y GASTO PER CÁPITA ANUAL, 2008

Indicadores	Promedio región	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Población (millones de habitantes)	47,0	4,5	6,1 ^a	13,6	7,7	5,7	3,4
PIB (miles de millones de dólares)	134,2	29,8	22,5	38,2	14,0	6,6	23,1
PIB per cápita (miles de dólares/habitante)	3,3	6,6	3,1	2,8	1,8	1,2	6,8
Consumo y gasto anual de hidrocarburos (petróleo y derivados)							
Consumo (millones de barriles)	103,7	17,7	15,1	25,5	17,9	10,0	17,6
Consumo per cápita (barriles/habitante)	2,0	3,9	2,1	1,9	2,3	1,8	5,2
Gasto per cápita (en dólares)	273,8	462,2	271,1	196,1	252,0	166,9	566,9
Gasto per cápita sobre PIB per cápita (%)	8,4	7,6	8,7	7,0	14,0	13,9	8,3

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

^a Se considera la cifra de población del CELADE de El Salvador.

En 2008 el consumo total de derivados del petróleo fue de 103,7 millones de barriles, es decir, un decrecimiento de 4,3% con respecto al año anterior, cifra ilustrativa de la contracción de la demanda como respuesta a los altos precios del petróleo. El consumo final de derivados de petróleo en la industria, el transporte y el uso doméstico alcanzó un poco más de 85,8 millones de barriles. El mayor mercado lo constituyó Guatemala (27%), seguido por Costa Rica (19%), Panamá (17%), El Salvador (15%), Honduras (14,6%) y Nicaragua (7%) (véase el cuadro 5). Además, la producción de electricidad requirió de 17,9 millones de barriles de derivados, 86% correspondieron al búnker y 14% al diesel. Cabe destacar que el mayor consumo de derivados para la producción eléctrica se registró en Honduras (31%), seguido de Nicaragua (19%), Panamá (17%), Guatemala (15%), El Salvador (11%) y Costa Rica (7%).

CUADRO 5
ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO 2006 y 2008
(En miles de barriles)

País	Consumo total		Consumo final		Generación eléctrica	
	2006	2008	2006	2008	2006	2008
Total	98 718	103 723	80 027	85 845	18 691	17 878
Costa Rica	16 776	17 673	15 696	16 390	1 080	1 283
El Salvador	15 999	15 098	13 079	13 051	2 921	2 048
Guatemala	27 736	25 504	21 982	22 869	3 754	2 635
Honduras	16 000	17 935	11 346	12 427	4 654	5 508
Nicaragua	9 144	9 960	5 850	6 563	3 294	3 397
Panamá	15 063	17 554	12 074	14 547	2 988	3 007

Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales.

La capacidad total de refinación del Istmo Centroamericano no ha variado en los últimos años. Ésta asciende a 96.900 barriles por día (bpd), divididos en 37.000 bpd en Costa Rica, 30.600 en Nicaragua y 29.300 en El Salvador. La capacidad de almacenamiento en derivados de petróleo ha crecido vigorosamente. En general, todos los países cuentan con una capacidad de almacenamiento aceptable, tanto para crudos como para derivados.

En 2008 alrededor de 39 empresas (entre nacionales, regionales y multinacionales)¹⁷ participaron en el segmento de refinación/importación, 18 de las cuales operaron en Guatemala, 13 en El Salvador, 11 en Honduras, 11 en Nicaragua, 5 en Panamá y 1 en Costa Rica. Se reportaron 3.234 estaciones de servicio en toda la región: el mayor número corresponde a Guatemala (1.374), seguido por Panamá (459), Honduras (422), El Salvador (408), Costa Rica (319), y Nicaragua (252). Debe subrayarse la entrada de un gran número de estaciones de bandera blanca en Guatemala y El Salvador, y en menor escala en Panamá.

c) Subsector eléctrico

A fines de 2008, la capacidad instalada de generación eléctrica del Istmo Centroamericano alcanzó 10.223 megavatios (MW), 5,7% superior al registrado en 2007. Dicha capacidad instalada está compuesta por 4.682,1 MW (46%) de plantas térmicas a base de combustibles fósiles (búnker y diesel, carbón), 4.270,1 MW (42%) de centrales hidroeléctricas, 501,6 MW (5%) de plantas geotérmicas, 686,2 MW (7%) de centrales de cogeneración con bagazo y 69,9 MW (0,7%) de plantas eólicas. En lo que respecta a la propiedad, 61,6% correspondió a capacidad instalada privada y 38,4% a la pública. Costa Rica registra la mayor capacidad instalada (2.446,6 MW), seguido de Guatemala (2.250,9 MW), Panamá (1.623,5 MW), Honduras (1.581,4 MW), El Salvador (1.441,3 MW) y Nicaragua (879,7 MW) (véase el cuadro 6).

En 2008 la generación neta total en el Istmo alcanzó 39.398,7 GWh, 3% superior al registrado en 2007. Este crecimiento es significativamente inferior a los obtenidos en 2006 y 2007 (5,8% y 4,8% respectivamente) y se explica en buena parte por los altos precios del petróleo y sus derivados, así como por la contracción de la demanda asociada. Costa Rica y Guatemala presentaron la mayor participación (24% y 20%, respectivamente), seguidos por Honduras (17%), Panamá (16%), El Salvador (15%), y Nicaragua (8%). La participación de las energías renovables en la generación eléctrica tuvo un crecimiento significativo, y llegó a 63%¹⁸ en 2008 (frente al 59% registrado en 2007), resultado tanto de nuevos proyectos como de buenos aportes hidrológicos obtenidos ese año. Lo anterior constituye un avance positivo congruente con las metas de la *Estrategia 2020*. Sin embargo, el impacto de las FRE difiere entre países: se observa un claro predominio de éstas en Costa Rica, donde, en 2008, la generación a partir de FRE fue de 93%, en contraste con Nicaragua y Honduras, que registraron una participación de FRE de 35% y 37%, respectivamente. Los otros países tuvieron participaciones intermedias. En el gráfico 2 se ilustra esa situación, y se presenta la participación de la producción eléctrica con base en FRE, en el período 1990-2008.

¹⁷ Se refiere a empresas diferentes en el Istmo Centroamericano. Algunas de ellas operan en varios países, aunque para calcular el total subregional, se les contabiliza una sola vez.

¹⁸ De la generación eléctrica neta total de la subregión en 2008, 50% correspondió a hidroeléctricas, 8% a geotérmicas, 4% a cogeneración y un poco menos de 1% a la energía eólica, para un total de 63%. El resto correspondió a plantas termoeléctricas a base de combustibles fósiles.

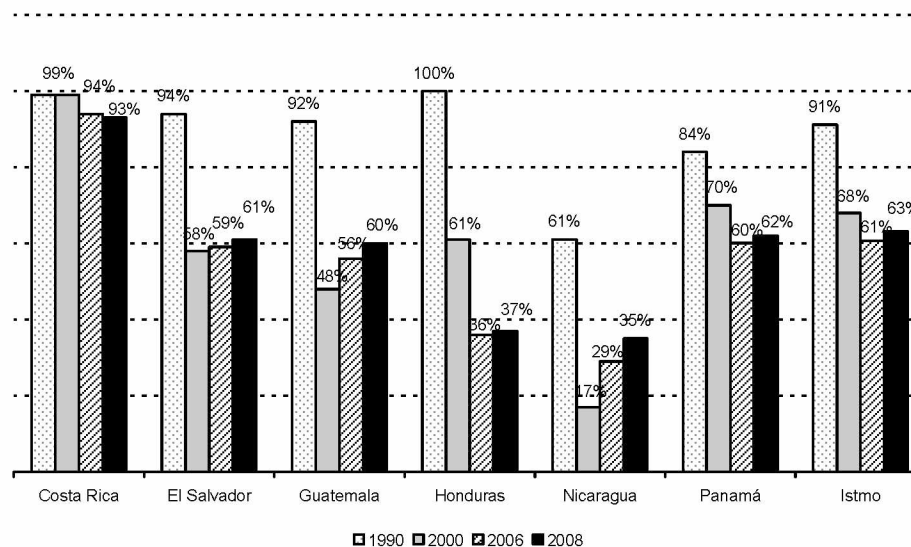
CUADRO 6
ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD INSTALADA, 2008
(En MW)

	Total		Costa Rica		El Salvador		Guatemala	
	2006	2008	2006	2008	2006	2008	2006	2008
Total	9 369,1	10 223,5	2 095,7	2 446,6	1 312,8	1 441,3	2 039,1	2 250,9
Hidroeléctrica	4 080,8	4 283,6	1 411,5	1 524,3	472,6	485,7	742,9	776,4
Geotérmica	433,4	501,6	165,7	165,7	151,2	204,4	29,0	44,0
Eólica	68,6	69,9	68,6	69,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Cogeneración	602,6	686,2	24,0	20,0	85,5	109,0	306,5	350,8
Térmica	4 183,8	4 682,1	426,0	666,7	603,5	642,2	960,7	1 079,7

	Honduras		Nicaragua		Panamá	
	2006	2008	2006	2008	2006	2008
Total	1 588,0	1 581,4	751,2	879,7	1 582,3	1 623,5
Hidroeléctrica	502,9	522,0	104,4	105,3	846,5	870,0
Geotérmica	0,0	0,0	87,5	87,5	0,0	0,0
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cogeneración	59,8	79,6	126,8	126,8	0,0	0,0
Térmica	1 025,3	979,8	432,5	560,1	735,8	753,6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

GRÁFICO 2
ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA SOBRE LA BASE DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA, 1990, 2000, 2006 y 2008
(En porcentajes)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Otros aspectos relevantes son los siguientes:

i) En 2008 el índice de electrificación promedio de los países centroamericanos fue de 83,7%, cifra superior en 4,3% al índice registrado en 2006. Lo anterior indica que en el bienio 2007-2008 se incorporaron 375.000 viviendas al servicio público de electricidad, con el mismo número de familias beneficiadas (alrededor de 2,1 millones de habitantes). Constituye un excelente resultado para cumplir la meta de mejoramiento del acceso a la energía por parte de la población con menos recursos. Se necesita avanzar 7,7% más para alcanzar la meta propuesta en la *Estrategia 2020* (90% de cobertura eléctrica). Por países, en 2008 se registraron los siguientes índices de electrificación: Costa Rica (98,8%), Panamá (88,9%), El Salvador (85,8%), Guatemala (83,8%), Honduras (77%) y Nicaragua (64,5%).

ii) En 2008 las pérdidas de electricidad fueron de 16%, prácticamente al mismo nivel que el registrado en 2006. Tres países muestran niveles aceptables de pérdidas (10,6% en Costa Rica, 12,8% en El Salvador y 11,8% en Panamá), y altos o muy altos en los otros tres (17,1% en Guatemala, 23,5% en Honduras y 27,3% en Nicaragua). Estos tres últimos países deberán realizar esfuerzos especiales para mejorar la eficiencia y alcanzar la meta subregional de la *Estrategia 2020* de llevar a 12% el nivel de pérdidas en los sistemas eléctricos.

iii) El comercio intrarregional de electricidad ha permanecido en niveles bajos (alrededor de 300 GWh/año, menos de una tercera parte del valor que se observó en el año 2000), lo que en buena medida es el reflejo de la poca existencia de excedentes de energía económica en los países.

iv) Biomasa. El uso de la biomasa como fuente de energía en el Istmo Centroamericano ha ocupado históricamente un lugar importante, como se puede constatar con las cifras de OLADE. Comprende leña, productos de caña y otros residuos biomásicos. Para 2007 se estimaba que alrededor de 19 millones de personas (50% de la población, 3,5 millones de hogares) continúa dependiendo de los residuos biomásicos (principalmente la leña) para satisfacer las necesidades energéticas básicas. Si se traslada esa situación a nivel de países, se encuentra que 86% de la población dependiente de la leña se ubica en tres países (Guatemala, Honduras y Nicaragua). En éstos se ubica la mayor porción de la población (63%) y también las mayores porciones de la población de la subregión en pobreza y pobreza extrema (CEPAL, 2008). Aunque no se tienen cifras todavía, se prevé que la situación económica registrada en 2008 y 2009 impactará negativamente e incrementará la dependencia a las energías tradicionales. Asimismo, varios países no cuentan con cifras confiables sobre la leña y biomasa. Lo anterior indicaría que queda mucho trabajo por hacer para cumplir la meta de la *Estrategia 2020* en cuanto al uso de la leña (reducir en 10% el consumo de leña para cocción mediante la utilización de cocinas más eficientes).

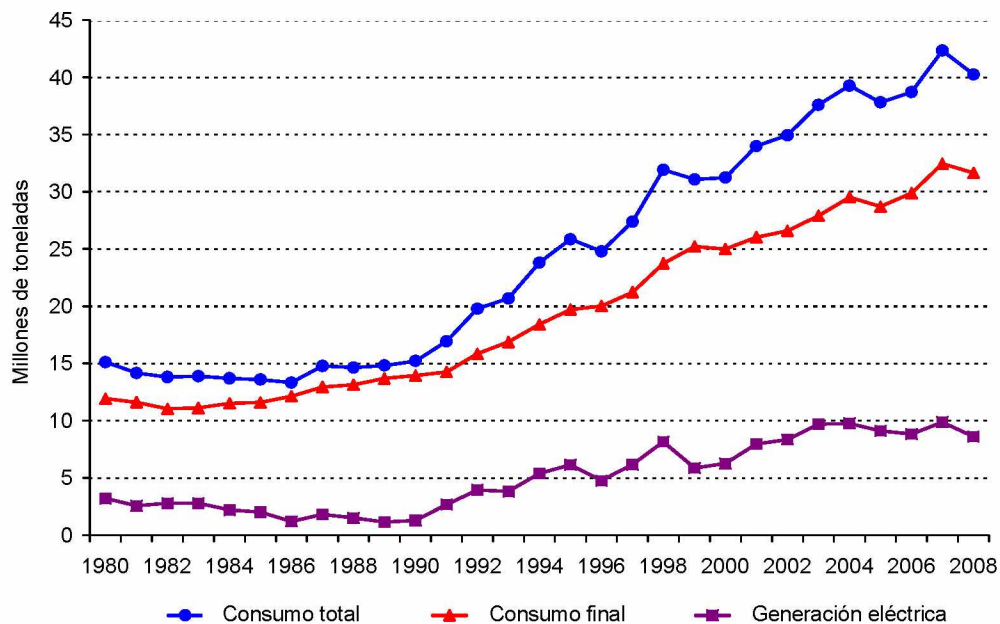
En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la quema de combustibles biomásicos en el sector energía, son consideradas con impacto cero, y supone un uso renovable del recurso; sin embargo, las emisiones de otros importantes gases de efecto invernadero como el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O) no quedan excluidas de las emisiones totales (Queme, 2009).

v) Emisiones por consumo de derivados del petróleo en Centroamérica. En 2008 el total de las emisiones en la subregión por consumo de derivados del petróleo fue de 40 millones de toneladas de CO₂, 1,3 millones de CO, 290.000 de NO_x y 168.000 toneladas de SO₂. Por su mayor consumo total de derivados, Guatemala es el principal emisor de contaminantes, mientras que Nicaragua ocupa el último lugar. Para este fin se utilizaron los factores de emisión del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés).

Entre 1980 y 2008, el consumo total de derivados del petróleo (consumo final para los sectores económicos más consumo para la producción de electricidad) se multiplicó por 2,75 (2,77 para el primero y 2,67 para la producción de electricidad). Por consiguiente, las emisiones de CO₂ aumentaron en el período analizado en un factor de 2,66; el CO en 2,3; el NO_x en 2,78 y el SO₂ en 2,21 (véase el gráfico 3). En el período 1980-1990, las emisiones al comienzo y al final fueron iguales, aunque a partir de 1991 se dio un incremento significativo debido al fuerte aumento del consumo final de derivados. Por su parte, el consumo de combustibles para generación eléctrica ha presentado también una tendencia creciente por la instalación prioritaria de centrales térmicas en los países.

Entre 2006 y 2008, cifras preliminares muestran un ligero aumento en las emisiones globales de CO₂ (véase el gráfico 3), originadas principalmente en el consumo de hidrocarburos para el transporte y la industria. Queda mucho trabajo por hacer para cumplir la meta de reducir en 20% la emisión de gases de efecto invernadero con respecto al escenario tendencial para 2020.

GRÁFICO 3
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO₂
POR CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO, 1980-2008



Fuente: CEPAL, con base en cifras oficiales.

II. LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA INDUSTRIA ELÉCTRICA. EXAMEN DE CASOS CON MAYOR AVANCE

En este capítulo se analizan las posibilidades de las FRE, en particular la hidroenergía y la energía eólica, en el ámbito del mercado eléctrico constituido por los seis países del Istmo Centroamericano que forman el SIEPAC. El capítulo incluye un análisis comparativo de las condiciones actuales que afectan el desarrollo de las FRE, de frente a la legislación, regulación e incentivos económicos; un estudio de los factores que podrían incidir en el desarrollo de las FRE a la luz del proceso de integración energética, el mercado eléctrico subregional y de la *Estrategia 2020*, y un recuento de experiencias exitosas recientes de desarrollo de fuentes hidroeléctricas y eólicas. Sobre este último punto, en la segunda parte del presente capítulo se incluye un análisis con mayor detalle del caso panameño, que reporta actualmente 15 proyectos hidroeléctricos en construcción, con una capacidad total de 597 MW e inversiones de alrededor de 1.350 millones de dólares, 16 proyectos hidroeléctricos en fase de diseño final (450 MW y 1.024,2 millones de dólares) y más de 50 sitios que han sido solicitados en concesión para el desarrollo hidroeléctrico que suman 821 MW.

A. SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA Y PERSPECTIVAS PARA LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA

1. Consumo y producción de electricidad

a) El consumo de electricidad

En la última década, el consumo de electricidad en la subregión crecía a tasas cercanas a 6,5% anuales; sin embargo, a partir de 2000 se observa una moderación, la demanda crece a una tasa promedio de 5,2 % anual hasta 2006, y desciende a 4,8% y 3,2% en 2007 y 2008, respectivamente, contracción que parece obedecer principalmente a los altos precios de los derivados del petróleo, que incidieron en los precios de la electricidad¹⁹.

Hacia fines de la década de los noventa, 68% de la población tenía acceso al servicio de electricidad; en 2006 y 2008 dicho indicador se incrementó a 78,9% y 82,4%, respectivamente. A nivel de los países, en este último año se reportaban los siguientes niveles de electrificación: 98,82% en Costa Rica, 88,9% en Panamá, 85,8% en El Salvador, 83,8% en Guatemala, 77% en Honduras y 64,5% en Nicaragua. En los últimos 10 años sobresalen los importantes esfuerzos de electrificación de todos los países, en particular de Guatemala y Honduras.

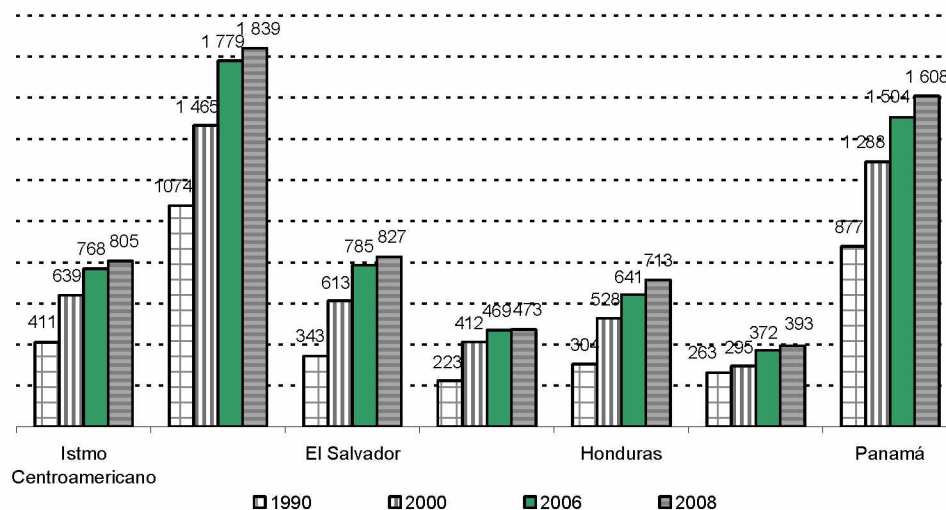
El consumo de electricidad está determinado por variables socioeconómicas y ambientales, de las que destaca el PIB (o sus variables derivadas como PIB per cápita o el ingreso familiar); también influye el nivel de vida de la población, la orientación de la economía (tipo de industrialización, economía de servicio, entre otros), grado de urbanización, precios relativos de la energía y el clima.

¹⁹ Tasas calculadas a partir de la energía disponible en alta tensión.

En el gráfico 4 se presenta la evolución del consumo per cápita de electricidad entre 1990 y 2007. Se observa un importante incremento de este indicador en la última década en cinco de los seis países, gracias a los esfuerzos realizados para aumentar de la cobertura de la población servida.

Existen diferencias muy marcadas entre dos grupos de países: Costa Rica y Panamá por una parte, donde se registran los consumos per cápita más altos en 2007 (1.816 kWh/hab. y 1.605 kWh/hab., respectivamente), que corresponden a más del doble del valor promedio subregional. Estos países detentan también los mayores índices de cobertura del servicio de electricidad, mayor PIB per cápita y menores índices de pobreza. Por otra parte, Guatemala, Nicaragua, Honduras y El Salvador tienen consumos per cápita de entre 374 kWh/hab. y 688 kWh/hab., netamente inferiores al nivel del primer grupo.

GRÁFICO 4
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO PROMEDIO
DE ELECTRICIDAD POR HABITANTE, 1990-2008
(En kWh /habitante)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

b) La producción de electricidad

En los cuadros 7 y 8 se muestra la evolución de la capacidad instalada y la producción de electricidad en la subregión, entre 1990 y 2008. De acuerdo con estas cifras, la capacidad total de la subregión creció de 4.129 MW a 10.270 MW, es decir, se agregaron 6.141 MW de nueva capacidad. De esa cifra, 43% (2.640 MW) corresponde a las tecnologías que utilizan las FRE, y el restante 57% (3.501 MW) a termoeléctricas que trabajan con combustibles fósiles. De esa manera, la matriz de recursos de producción eléctrica se transformó en el período en referencia: en 1990 las FRE representaban 70% de la capacidad instalada y 91% de la producción de electricidad, aunque en 2008 esas cifras bajaron a 54% y 63%, respectivamente. En 2003 las FRE alcanzaron su mínima participación (57% de la generación de electricidad).

CUADRO 7
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA
EN EL SEGMENTO DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, 1990-2008
(En MW)

Año	Total	Fuentes renovables de energía				Termoeléctricas a base de combustibles fósiles			
		Hidroeléctrica	Eólica	Geotérmica	Bagazo ^a	Vapor ^b	Diesel ^c	Gas ^d	Carbón
1990	4 129,3	2 708,6	0,0	165,0	0,0	519,5	218,5	517,7	0,0
1995	5 218,4	2 797,0	0,0	235,3	72,5	473,8	577,0	1 062,8	142,0
2000	7 256,5	3 312,9	42,5	405,2	205,3	507,6	1 744,8	896,3	142,0
2005	9 132,8	3 879,8	68,6	437,4	529,8	648,6	2 597,2	829,4	142,0
2006	9 715,3	4 243,3	69,9	501,6	634,1	631,1	2 682,1	814,1	139,0
2008	10 270,5	4 257,0	69,9	501,6	684,7	634,1	3 148,6	814,1	160,4

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

^a Se refiere a cogeneración en ingenios azucareros.

^b Termoeléctrica convencional que utiliza *fuel oil*.

^c Grupos electrógenos ciclo diesel, en su mayor parte *fuel oil*.

^d Turbogases operados generalmente con diesel.

CUADRO 8
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN
DE ELECTRICIDAD, 1990-2008
(En GWh)

Año	Total	Fuentes renovables de energía				Termoeléctricas a base de combustibles fósiles			
		Hidroeléctrica	Eólica	Geotérmica	Bagazo ^a	Vapor ^b	Diesel ^c	Gas ^d	Carbón
1990	14 175,2	12 165,9	0,0	747,6	0,0	1 013,8	16,5	231,4	0,0
1995	19 454,4	11 468,5	0,0	1 159	127,4	1 870,4	2 168,3	2 660,9	0,0
2000	26 955,4	15 417,8	182,7	1 999,3	721,6	1 133,8	6 351,1	590,6	558,4
2005	34 504,0	17 050,3	203,6	2 461,5	1 251,3	1 611,2	1 0601	346,5	978,5
2006	36 380,2	17 790,5	273,5	2 635,6	1 355,6	1 967,5	10 789,3	557,7	1 010,5
2008	39 241,5	19 759,3	198,2	3 130,9	1 661,8	1 867,8	10 948,9	627,1	1 047,6

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

^a Se refiere a cogeneración en ingenios azucareros.

^b Termoeléctrica convencional que utiliza *fuel oil*.

^c Grupos electrógenos ciclo diesel, en su mayor parte que utilizan *fuel oil*.

^d Turbogases, operados generalmente con diesel.

Otro rasgo que vale la pena destacar en la evolución de la capacidad de generación, por las implicaciones que esto tiene sobre los costos de producción y los precios de la electricidad al consumidor final, es el crecimiento del uso de motores de media velocidad (grupos electrógenos ciclo diesel), que constituye la tecnología de mayor crecimiento (instalada entre 1990 y 2008 con 2.930 MW).

El análisis por país revela grandes diferencias. Por ejemplo, en 2008 Costa Rica generó 78% de su producción eléctrica con energía hidroeléctrica y sólo 7% con termoeléctricas convencionales. En el otro

extremo se encuentra Honduras, cuyo 34% se generó con plantas hidroeléctricas y 62% con termoeléctricas. En los cuadros 9 y 10 se presentan las cifras de capacidad instalada y generación por país para 2008.

CUADRO 9
ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD INSTALADA EN 2008
(En MW)

Año	Total	Fuentes renovables de energía				Termoeléctricas convencionales (a base de combustibles fósiles)			
		Hidroeléctrica	Eólica	Geotérmica	Bagazo ^a	Vapor ^b	Diesel ^c	Gas ^d	Carbón
Total	10 270,5	4 257,0	69,9	501,6	648,7	634,1	3 148,6	814,1	160,7
Costa Rica	2 446,6	1524,3	69,9	165,7	20,0	0,0	319,0	347,7	0,0
El Salvador	1 439,8	485,7	0,0	204,4	107,5	0,0	626,0	16,2	0,0
Guatemala	2 227,1	752,6	0,0	44,0	350,8	4,5	706,9	215,9	152,4
Honduras	1 579,7	520,3	0,0	0,0	79,6	0,0	899,3	72,5	8,0
Nicaragua	879,7	105,3	0,0	87,5	126,8	229,8	251,3	79,0	0,0
Panamá	1 697,5	868,8	0,0	0,0	0,0	399,8	346,0	82,8	0,0

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

^a Se refiere a cogeneración en ingenios azucareros.

^b Termoeléctrica convencional que utiliza *fuel oil*.

^c Grupos electrógenos ciclo diesel, en su mayor parte que utilizan *fuel oil*.

^d Turbogases, operados generalmente con diesel.

CUADRO 10
ISTMO CENTROAMERICANO: PRODUCCIÓN NETA DE ELECTRICIDAD EN 2008
(En GWh)

Año	Total	Fuentes renovables de energía				Termoeléctricas a base combustibles fósiles			
		Hidroeléctrica	Eólica	Geotérmica	Bagazo ^a	Vapor ^b	Diesel ^c	Gas ^d	Carbón
Total	39 242	19 579	198	3 131	1 662	1 68	10 49	627	1 048
Costa Rica	9 413	7 384	198	1 131	22	0	312	366	0
El Salvador	5 716	2 095	0	1 421	189	0	1 54	58	0
Guatemala	7 917	3 581	0	289	870	20	2 84	25	1 048
Honduras	6 815	2 305	0	0	243	0	4 10	57	0
Nicaragua	3 176	529	0	290	338	825	1 77	14	0
Panamá	6 204	3 865	0	0	0	1 020	1 11	107	0

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

^a Se refiere a cogeneración en ingenios azucareros.

^b Termoeléctrica convencional, que utiliza *fuel oil*.

^c Grupos electrógenos ciclo diesel, en su mayor parte que utilizan *fuel oil*.

^d Turbogases, operados generalmente con diesel.

2. Potencial de las fuentes renovables para generación de electricidad

Debido a su clima tropical, en el Istmo Centroamericano abundan las lluvias, la biomasa vegetal y los buenos regímenes de sol. El vulcanismo, presente en todos los países, permite los aprovechamientos geotérmicos, y existen sitios con buenas posibilidades para la energía eólica.

La subregión está bien dotada de recursos energéticos renovables y el potencial teórico de hidroelectricidad y geotermia sería suficiente para abastecer las necesidades de las próximas décadas, sin contar la energía eólica, la biomasa y la solar. Sin embargo, estas cifras pueden ser engañosas si no se consideran las barreras tecnológicas, económicas, ambientales y sociales que operan en el mundo real y que condicionarían el desarrollo futuro de estas fuentes de energía.

Las barreras ambientales y sociales pueden tenerse en cuenta a partir de un Factor de Exclusión (FE), definido como el porcentaje de los recursos potenciales, que por razones ambientales y sociales, diferentes a las estrictamente económicas y financieras, no será posible desarrollar. Como este factor puede ser elevado, muchos sitios no podrán explotarse. Esto es extensible a los otros recursos energéticos, renovables y no renovables²⁰.

En los estudios se demuestra que las barreras tecnológicas se han superado. La tecnología para aprovechar la energía hidráulica que genere electricidad es una de las más antiguas y está ampliamente difundida. Lo mismo se puede decir de la geotermia. La energía eólica ha logrado la madurez tecnológica gracias a los avances alcanzados en las últimas tres décadas, en el diseño, los materiales y la electrónica de potencia. En los sitios en que el recurso hidráulico y el eólico abundan, estas fuentes de energía compiten con las formas más tradicionales de generación.

En general, las energías renovables tienen dos ventajas sobre las formas de generación convencionales con base en combustibles fósiles: a) contribuyen a reducir la emisión de gases de efecto invernadero y de otros contaminantes que tiene efectos negativos sobre el medio ambiente y la salud de la población local²¹, y b) contribuyen a disminuir la dependencia del petróleo importado.

Los efectos benéficos netos de las fuentes renovables no se reflejan en los costos de producción o, explicado de otro modo, los efectos negativos de uso de combustibles fósiles para generar electricidad no se reflejan en los costos de producción. Los mecanismos que se han intentado (venta de bonos de carbono, mecanismos de desarrollo limpio, impuestos, entre otros) todavía no han sido suficientes para hacer que estas fuentes participen de manera importante en el balance mundial de energía. Este tema ha

²⁰ El Factor de Exclusión (FE) es variable en el tiempo y depende de la extensión del territorio en reservas y zonas protegidas de cada país. A medida que la población y el nivel de vida de la gente aumentan, asimismo el FE crece. No solamente grupos indígenas o activistas ambientalistas sino también propietarios y desarrolladores de proyectos de infraestructura (por ejemplo urbanísticos y/o turísticos), que tengan conflicto con el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, pueden constituirse en opositores a los mismos. El FE es más elevado en Europa que en Estados Unidos debido a que la densidad de población europea es tres veces más grande.

²¹ Las fuentes renovables de energía, como las grandes presas, los parques eólicos y las plantas solares en gran escala, tienen impactos sociales y ambientales importantes (desplazamiento de poblaciones, impacto visual, entre otros.)

sido ampliamente discutido y podría cambiar a partir la próxima conferencia mundial sobre cambio climático²².

a) Energía hidráulica

En el Istmo Centroamericano la fuente energética autóctona más importante para generar electricidad es, sin duda, la hidráulica. De acuerdo con la información de los países miembros del CEAC, la subregión cuenta con un potencial total de 22.000 MW (véase el cuadro 11), de los que hasta la fecha, se han explotado sólo 17%, equivalente a un potencial de 18.000 MW aún por explotar²³.

CUADRO 11
ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL DE LOS RECURSOS
HIDROELÉCTRICOS, 2004

País	Potencial total		Por desarrollar		Instalado	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Centroamérica	22 068	94 171	18 271	78 110	3 797	16 061
Costa Rica	5 802	29 660	4 499	23 163	1 303	6 497
El Salvador	2 165	9 483	1 723	8 050	442	1 433
Guatemala	5 000	17 107	4 360	14 451	640	2 656
Honduras	5 000	21 900	4 525	20 499	475	1 401
Nicaragua	1 760	5 767	1 656	5 456	104	311
Panamá	2 341	10 254	1 508	6 491	833	3 763

Fuente: Capacidades instaladas de acuerdo con cifras oficiales; potenciales con base en datos del SIEE de OLADE para El Salvador, Honduras y Panamá. Cifras oficiales para los otros tres países.

Con el propósito de tener una cifra más realista del potencial energético habría que excluir aquellos sitios que están dentro de reservas ecológicas o indígenas o que su acceso esté sujeto a otras restricciones, generalmente de carácter ambiental. Esto por el hecho de enfrentarse a limitaciones de uso territorial o por encontrarse en sitios muy alejados de las líneas de transmisión o distribución.

De acuerdo con la *Estrategia 2020*, la subregión incorporaría entre 2.000 MW y 5.000 MW de nueva capacidad hidroeléctrica, lo que dependería del escenario de crecimiento de la demanda y otras variables. Es posible desarrollar esta cantidad, incluso con factores de exclusión elevados, dado el amplio margen de potencial aún por explotar (18.000 MW en 2007).

²² La Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático se llevó a cabo en diciembre de 2009 en Copenhague, Dinamarca. Incluye el 15° periodo de sesiones de la Conferencia de las Partes (COP-15), 5° periodo de sesiones de la Conferencia de las Partes en el Protocolo de Kyoto (CP/RP) y sesiones de los órganos subsidiarios.

²³ La información sobre el potencial corresponde a estimaciones efectuadas por los países a partir de las cuencas hidrográficas, identificación de sitios y de la evaluación, con distintos grados de precisión (reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad) e incluye todo tamaño de plantas, desde mini centrales hasta grandes centrales. No se menciona cual es el grado de precisión de cada proyecto en particular.

En el Plan Indicativo Regional de Expansión de Generación del período 2009-2023 de mayo de 2009 aparece un listado de 62 proyectos hidroeléctricos, que suman 7.604,5 MW, cifra probablemente más realista del potencial hidroeléctrico de la subregión.

b) Energía geotérmica

La subregión cuenta con un potencial geotérmico estimado en 2.928 MW, aunque sólo se ha aprovechado 15%. El Salvador fue el primero en beneficiarse de dicho recurso (1975). Actualmente tres países más lo utilizan (Nicaragua, Costa Rica y Guatemala), pero Costa Rica y El Salvador acaparan 74% de la capacidad instalada de la subregión. En el cuadro 12 se observa el detalle de la situación de la energía geotérmica en el área. Las consideraciones sobre las limitaciones y restricciones (Factor de Exclusión) aplicables al desarrollo de la fuente hidráulica son extensibles a la geotermia. En Costa Rica los sitios identificados enfrentan restricciones ambientales para su explotación, y sólo 69 MW de los 865 MW del potencial remanente podrá desarrollarse.

CUADRO 12
ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL DE LOS
RECURSOS GEOTÉRMICOS, 2004

País	Potencial total		Por desarrollar		Instalado	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Centroamérica	2 928	18 157	2 501	15 653	428	2 504
Costa Rica	235	1 647	69	512	165	1 135
El Salvador	333	2 039	182	1 091	151	948
Guatemala	1 000	6 132	967	5 938	33	194
Honduras	120	736	120	736	0	0
Nicaragua	1 200	7 358	1 123	7 131	78	227
Panamá	40	245	40	245	0	0

Fuente: Capacidades instaladas de acuerdo con cifras oficiales; potenciales con base en datos del SIEE de OLADE para El Salvador, Honduras y Panamá. Cifras oficiales para los otros tres países.

c) Energía eólica y solar

La información del recurso eólico y solar es en general incipiente. El programa *Solar and Wind Energy Resources Assessment* (SWERA) financiado por el Global Environmental Facility (GEF) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) en Belice, Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua, indican que hay 12.969 km² de área *on shore* con potencial eólico bueno o excelente (de 400 a 600 W/m²); sin embargo, en los países analizados prevalecen vientos moderados (clase 3), salvo en Nicaragua. Es necesario observar que el área estimada por el estudio no considera el Factor de Exclusión. Costa Rica y Nicaragua son los únicos países que cuentan con generación eólica (95,6 MW y 40 MW, respectivamente a fines de 2009).

d) **Otras fuentes renovables para generar electricidad**

Otra fuente con potencial para generar electricidad es la cogeneración con bagazo de caña como subproducto de la producción de azúcar. Es común que en el período de zafra (de cuatro a siete meses, según el país) (véase el Anexo), los ingenios azucareros generen vapor y excedentes de electricidad para vender a la red.

A fines de 2008, 23 ingenios azucareros cogeneraban energía, que al vender a la red un total de 1.365 GWh, representó 4,1% de la generación total del Istmo, participación récord desde la conexión de los primeros ingenios en la década anterior. En 2000 y 2006 la cogeneración representó 2,7% y 3,7% de la generación total del Istmo. De acuerdo con la información disponible, existirían otros 27 ingenios con el potencial para producir unos 1.200 GWh adicionales. Con producción de caña de azúcar en expansión, motivada por las oportunidades de exportaciones asociadas al Tratado de Libre Comercio de Estados Unidos con Centroamérica (CAFTA, por sus siglas en inglés) y a la posible producción de biocombustibles, la cogeneración de electricidad con residuos de caña y de otros cultivos podría continuar representando aportes importantes al sistema eléctrico subregional.

3. La integración eléctrica regional

El año 1960 se fija como la fecha formal de inicio del proceso de integración económica subregional, debido a la firma del Tratado General de Integración. La primera fase, previa a 1960, se apoyó en la sustitución regional de importaciones. En la década de los noventa se inicia un proceso de apertura al comercio mundial, denominado por la CEPAL como “regionalismo abierto”²⁴.

Otro paso importante para dicha integración ocurrió en 1991 con la firma del Protocolo de Tegucigalpa, por el que se estableció el Sistema de Integración Centroamericana (SICA), y en 1993 el Protocolo de Guatemala con el fin de constituir la Unión Económica Centroamericana.

En este contexto, se realizaron los esfuerzos para crear mercados energéticos en electricidad e hidrocarburos. En materia de electricidad, los primeros estudios se remontan a los años sesenta, elaborados por la Sede Subregional de CEPAL en México, mientras que en el sector hidrocarburos se iniciaron a mediados de los años ochenta y, siempre con la participación de la CEPAL, los primeros estudios para integrar un mercado petrolero subregional.

Los avances han sido importantes. A la primera interconexión binacional entre Honduras y Nicaragua en 1975 siguieron la de Costa Rica y Nicaragua en 1982, y Costa Rica-Panamá y El Salvador-Guatemala, ambos en 1986. El eslabón faltante entre El Salvador y Honduras se completó en septiembre de 2002, y a partir de ese momento los seis países del Istmo Centroamericano, desde Guatemala hasta Panamá quedaron unidos eléctricamente.

En 1996, con la firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano y de sus dos Protocolos, se gestó el paso más importante en la integración energética subregional. Estos acontecimientos fijan el marco legal para desarrollar el proyecto del Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC). El proyecto tiene dos niveles: a) la creación de un mercado

²⁴ El regionalismo abierto plantea la compatibilidad del desarrollo hacia adentro y las políticas económicas basadas en la apertura, privatizaciones y liberalización de mercados.

subregional de electricidad²⁵, y b) la construcción de una línea de transmisión de 230 kV de 1,800 kilómetros de longitud a lo largo del Istmo, que permitirá intercambios de 300 MW entre países²⁶. El proyecto entrará en operación a fines de 2010.

Además, se encuentra en la fase final la construcción de un enlace entre México y Guatemala, que entrará en operación a fines de 2009²⁷. Una vez concluida la línea, permitirá que México exporte 200 MW hacia Guatemala. También se trabaja en los estudios para interconectar Panamá con Colombia, unión que funcionaría en corriente directa con una capacidad inicial de 300 MW, y que entraría en operación alrededor de 2014.

Desde su creación, el mercado eléctrico regional (MER) se ha basado en el concepto del “séptimo” mercado, es decir, se ha conformado como un mercado independiente de los mercados nacionales, donde los agentes que participen concurren para realizar transacciones regionales de energía y cuyo funcionamiento esté regulado por normas propias aplicables al ámbito de su administración y operaciones.

Las transacciones realizadas en el MER se llevan a cabo mediante la Red de Transmisión Regional (RTR), cuyas instalaciones se comparten con los mercados nacionales para establecer los nodos de la RTR como los puntos que conectan al MER con los mercados nacionales. Esta concepción conlleva la superposición de transacciones del mercado subregional y de los mercados nacionales así como la existencia de flujos de energía, regionales y nacionales en la RTR.

En el MER conviven los mercados nacionales y las transacciones internacionales. Los operadores locales continúan haciendo el despacho nacional, mientras respetan la diversidad de modelos de organización sectorial en cada país, y coexisten monopolios integrados verticalmente con los sistemas de mercado.

Los intercambios entre los países que existen desde 1975 se han incrementado a medida que se adelantaban las interconexiones entre ellos. En los años ochenta y noventa el volumen de los intercambios (exportaciones más importaciones) no superó los 1.000 GWh, pero a partir de 2000 alcanzaron cerca de los 1.500 GWh por año. En los años recientes, dichos intercambios han perdido dinamismo, principalmente por la falta de inversiones en generación y por las restricciones en la red existente. Desde 2004 empezaron a caer hasta 436 GWh para recuperarse muy tímidamente en 2007 y 2008.

Las posibilidades que ofrece el MER al desarrollo de las fuentes renovables son considerables. En primer lugar, las posibilidades del comercio internacional de electricidad justificaría la construcción de proyectos hidroeléctricos de gran tamaño, con economía de escala, que de otra forma no podrían justificarse. En segundo lugar, una interconexión robusta, como la que permitirá el SIEPAC, podría resolver problemas técnicos derivados de la aleatoriedad del recurso eólico al hacer posible el respaldo de reservas de potencia compartidas para atender las variaciones de frecuencia provocadas por la generación

²⁵ Con el Mercado Regional también se crearon tres instituciones: a) el Ente Operador Regional (EOR), encargado de operación técnica y comercial del mercado; b) la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), que funge como regulador regional, y c) la Empresa Propietaria de la Red (EPR) que es la sociedad anónima dueña de la línea.

²⁶ La construcción se inició en 2007 y cuenta además con 28 bahías de acceso. Se espera que algunos tramos entren en operación comercial a fines de 2009. El costo total del proyecto se estima en alrededor de 500 millones de dólares (a precios actuales).

²⁷ El 26 de octubre de 2009, los mandatarios de ambos países inauguraron este proyecto.

eólica. También la línea SIEPAC permitirá aprovechar la diversidad climática y estacional de los regímenes de lluvia y de viento.

4. Escenarios de desarrollo para las FRE en el Mercado Eléctrico Regional

El “Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Período 2009-2023” (CEAC, 2009) permite estimar la contribución de las FRE en la generación de electricidad al horizonte 2023. Dicho estudio analiza nueve escenarios que consideran distintas combinaciones de los precios del petróleo (alto y medio), del crecimiento de la demanda (alta y media), de la interconexión con Colombia y de posibles restricciones al desarrollo hidroeléctrico. A continuación se presentan los escenarios analizados y los resultados respectivos

a) Descripción de escenarios

Las hipótesis de crecimiento económico medio y alto expuestas en el CEAC estiman que la demanda agregada de electricidad de la subregión crece a tasas de 5,1 % y 6,1% por año. Estas tasas proyectarían hacia 2023 una demanda máxima del sistema de 14.455 MW y 17.020 MW, respectivamente (frente a los 6.674 MW registrados en 2008). Se concluye que, entre 2009 y 2013, se deberán instalar entre 8.548 y 11.338 MW de nueva capacidad de generación para abastecer la demanda de la subregión.

Para cubrir dicha demanda se consideran varias opciones tecnológicas para la generación termoeléctrica: turbinas de gas, motores de media velocidad, ciclos combinados a gas natural y centrales de carbón. En el grupo de las tecnologías de FRE se considera la modelización de los escenarios, la hidroenergía y la geotermia.

En el estudio se advierte que el desarrollo hidroeléctrico estará condicionado por Factores de Exclusión muy severos que comprometerán una buena parte del potencial existente de este recurso. En el cuadro 13 se describen los posibles escenarios que asumen las siguientes limitaciones al desarrollo hidroeléctrico:

i) Restricción media. Solamente se permitirá desarrollar proyectos iguales o menores de 150 MW por sitio. Según el estudio, esta restricción es similar a las condiciones actuales prevalecientes en la subregión. La mayor parte de las plantas con capacidad superior a este valor están asociadas a grandes embalses para la regulación interanual y ocasionan conflictos con las poblaciones locales y con grupos ambientalistas.

ii) Restricción alta. Se podrán desarrollar sólo proyectos de menos de 75 MW por sitio.

iii) Ninguna restricción. Todos los proyectos hidroeléctricos del catálogo existente, sin importar tamaño o ubicación, se desarrollarán sin restricciones. Una hipótesis bastante optimista, dadas las experiencias recientes vividas en la subregión.

Cabe destacar que una restricción media eliminaría cerca de 66% del potencial de generación hidroeléctrica actualmente estimada, mientras que una alta eliminaría hasta 86% del potencial del recurso. De acuerdo con las experiencias recientes y en la medida en que aumente la población y se restrinjan las zonas para el desarrollo hidroeléctrico, la tendencia más realista será la de suponer una restricción alta. Hasta el momento no se han presentado casos de restricciones al desarrollo eólico, que si bien no provocan

el mismo grado de conflictos de los grandes embalses, también están sujetos a limitaciones en espacios protegidos y reservas biológicas.

CUADRO 13
ISTMO CENTROAMERICANO: CASOS ANALIZADOS EN EL ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN
INDICATIVA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Caso	Descripción
A	Si se restringe el desarrollo de centrales hidroeléctricas de capacidad mediana (menos de 150 MW e inversión menor a 300 millones de dólares), la demanda crece de forma moderada, al igual que los precios del petróleo. No se realiza la interconexión con Colombia.
B	Si no se restringe el desarrollo de centrales hidroeléctricas, los precios del petróleo y la demanda de electricidad crecerán moderadamente. Tampoco se concreta la interconexión con Colombia.
C	Si hay una fuerte restricción al desarrollo hidroeléctrico, sólo se realizarán plantas de menos de 75 MW, que implican inversiones menores de 150 millones de dólares. Los precios del petróleo y la demanda de electricidad crecerán moderadamente. No habría interconexión con Colombia.
D	Si se logra la interconexión con Colombia, las restricciones al desarrollo hidroeléctrico son las mismas que el Caso A (plantas de menos de 150 MW), mientras que la demanda de electricidad al igual que los precios del petróleo crecerán moderadamente.
E	Los precios del petróleo alcanzan altos niveles, mientras que el desarrollo hidroeléctrico se limita a plantas de menos de 150 MW (Casos A y D). El crecimiento de la demanda de electricidad es moderado, y no se concreta la interconexión con Colombia.
F	Supone un alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica, así como de los precios del petróleo. El desarrollo hidroeléctrico estará limitado a centrales de menos de 150 MW y tampoco se concreta la interconexión con Colombia.
G	Se supone una mayor restricción al desarrollo hidroeléctrico, tal como en el caso B (plantas menores de 75 MW) y los precios del petróleo son altos. No se concreta la interconexión con Colombia.
H	Si la demanda de electricidad y los precios del petróleo crecen de forma moderada, las restricciones al desarrollo hidroeléctrico son también moderadas y se podrán desarrollar proyectos de 150 MW. No se concreta la interconexión con Colombia.
I	Si sólo se considera el desarrollo de centrales termoeléctricas, hay poca participación de la energía hidráulica. La demanda de electricidad y los precios del petróleo crecen de forma moderada. No se concreta la interconexión con Colombia.

Fuente: CEAC (2009), *Plan indicativo regional de expansión de la generación, período 2009-2023*.

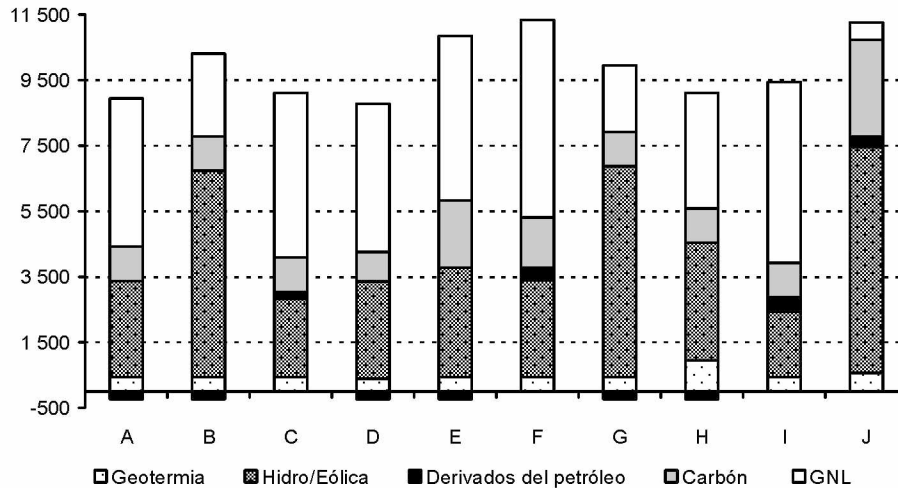
b) Principales resultados y observaciones

A continuación se presentan los principales resultados y observaciones al estudio de planificación indicativa del CEAC.

i) En los gráficos 5 y 6 se muestra un resumen de las adiciones de capacidad en el período 2010-2023 y la participación de cada una de las fuentes hacia 2023 para los nueve escenarios analizados.

La mayor contribución de las fuentes renovables (hidroenergía, eólica y geotermia) se daría en el Caso G, seguido del caso B, gracias principalmente a la hidroelectricidad y en menor medida a la geotermia.

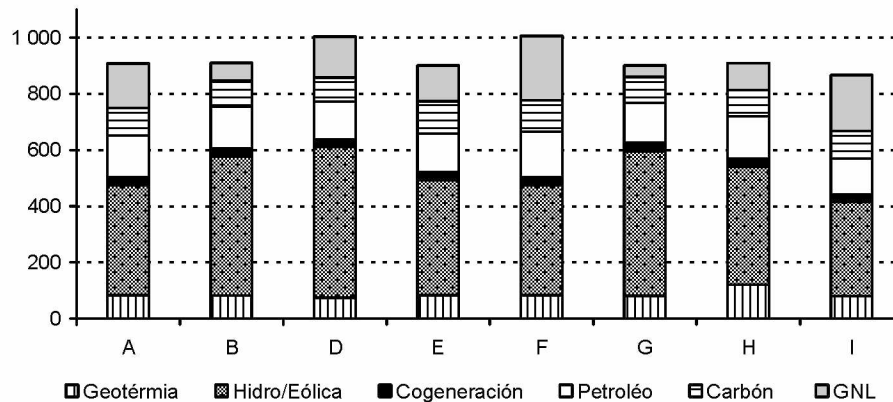
GRÁFICO 5
ISTMO CENTROAMERICANO: ADICIONES A LA CAPACIDAD INSTALADA
EN EL PERÍODO 2010-2023 PARA 10 ESCENARIOS
(En MW)



Fuente: Planificación Indicativa del CEAC (CEAC, 2009).

Nota: Para calcular las adiciones netas, se descuentan los retiros de centrales.

GRÁFICO 6
ISTMO CENTROAMERICANO: GENERACIÓN TOTAL DE ELECTRICIDAD
EN EL PERÍODO 2009-2023, POR FUENTE, PARA 10 ESCENARIOS
(En TWh)



Fuente: CEAC, 2009, *Planificación Indicativa del CEAC*.

ii) En el escenario I la participación de las fuentes renovables sólo representaría 25% de la nueva capacidad de generación. En este escenario se establece una fuerte restricción al desarrollo hidroeléctrico. En seis de los nueve escenarios la contribución de las FRE oscilaría entre 30% y 40% de la nueva capacidad de generación.

iii) En los dos casos mencionados (Casos B y G), en los que se tendría mayor participación de las FRE (básicamente hidroenergía), se supone una libertad absoluta en el desarrollo del potencial hidroeléctrico, escenarios que parecen poco realistas a la luz de las experiencias subregionales en esta materia. Las restricciones ambientales tendrán, en el tiempo, un peso más importante de lo que tienen hoy en día y hacen prever que los escenarios de desarrollo irrestricto de estos recursos no sean realistas. Los escenarios referidos, al registrar una mayor participación de la hidroelectricidad coinciden con los niveles más altos de inversión poco más de 14.000 millones de dólares en el período 2009-2023, aún más que en el escenario F de alta demanda.

iv) En seis de los nueve escenarios la capacidad instalada de generación a base de combustibles fósiles superaría las FRE. En estos seis escenarios la situación empeoraría para las FRE con respecto a la composición actual de la capacidad de generación (véase el gráfico 6).

v) En los escenarios más optimistas (Escenarios B y G) las FRE representarían en 2023, 62% de toda la capacidad instalada de la subregión. En ambos casos el esfuerzo para el desarrollo hidroeléctrico sería gigantesco si se piensa que habría que construir más de 5.700 MW de nueva capacidad hidroeléctrica entre 2009 y 2023 frente a los 3.821 de la actualidad. Las contribuciones de la energía geotérmica y eólica serían modestas en todos los escenarios analizados.

vi) En escenarios más realistas desde el punto de vista de las restricciones al desarrollo hidroeléctrico de plantas de gran tamaño (mayores de 150 MW) como el escenario H, la situación en 2023 sería muy parecida a la de 2008, con una ligera prevalencia de las fuentes renovables gracias, no obstante, a una mayor participación de la geotermia y de la energía eólica.

vii) Para 2023, al haberse agregado los mejores sitios para el aprovechamiento hidroeléctrico y geotérmico y con el aumento de las restricciones ambientales al desarrollo de nuevos sitios que ya se han mencionado, la participación relativa de estas fuentes renovables en la generación de electricidad iría en disminución.

viii) Las FRE por sí solas no podrán ofrecer, en el más optimista de los casos, más de 60% a 65% de la producción de electricidad, por lo que la generación termoeléctrica convencional (derivados de petróleo, gas y carbón) tendrá un papel determinante en el futuro del sistema eléctrico de la subregión (Trainer, 2007). Seguramente en la década 2020-2030, a menos que no ocurran cambios dramáticos en los costos de las tecnologías renovables, la generación térmica convencional tendrá un papel creciente en la producción futura de electricidad del Istmo Centroamericano.

ix) De acuerdo con los pronósticos, un rol importante le competiría al gas natural y en menor medida al carbón. Ambas alternativas, no renovables y además importadas, pondrán un reto a las autoridades locales y regionales por el volumen de las inversiones y por las implicaciones ambientales que generarán. En este contexto el proceso de integración subregional ofrece una base fundamental para

asegurar un crecimiento sectorial balanceado y racional, no sólo en el área de la electricidad, sino también en la infraestructura de gas y carbón que habrá que desarrollar²⁸.

x) En el estudio se analizan también los impactos de cada uno de los escenarios en la emisión de CO₂ de acuerdo con criterios internacionales²⁹. Como es de esperar, el nivel de emisiones para los escenarios con mayor participación de fuentes renovables es significativamente menor que en el resto de los escenarios, pero la valoración económica de este beneficio no es suficiente por sí sola como para mejorar el atractivo económico de estos escenarios con respecto a otros con menor participación de las FRE.

xi) Con relación al impacto sobre las emisiones de CO₂ de los distintos escenarios (véase el gráfico 7), como es de esperarse los escenarios con menores emisiones corresponden a los B y G, que son los de mayor participación de fuentes renovables y suponen al final del período 39% y 35%, respectivamente, más de las emisiones anuales que en 2009. En el resto de los escenarios, en los que se registra una mayor participación de la generación térmica, las emisiones anuales alcanzan entre 70% (escenario H) y 140% (escenario F) más de las emisiones en 2009.

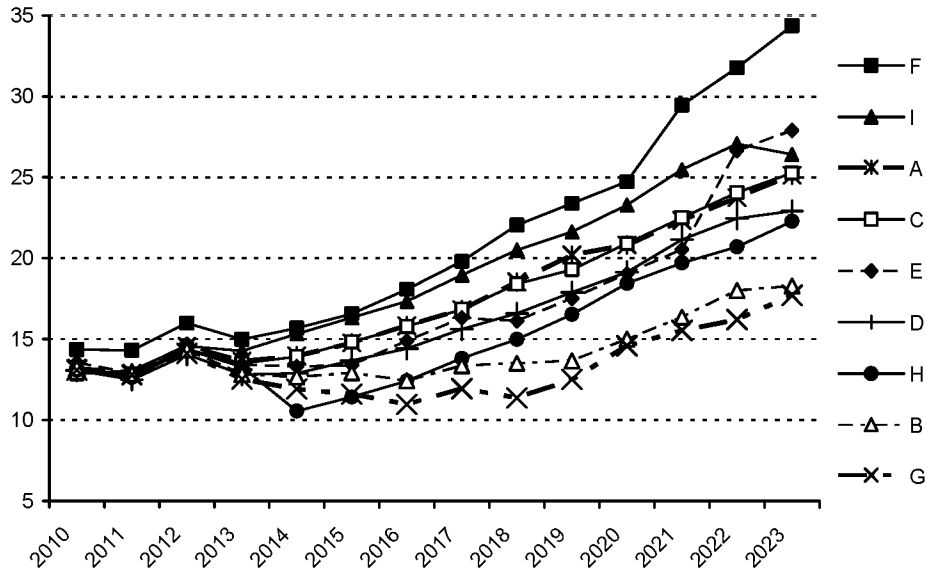
xii) Los costos asociados a las emisiones de CO₂ (externalidades), estimados en 20 dólares/ton, no representan valores significativos de los costos de operación y no modifican sustancialmente el costo total de los escenarios ni producen alteraciones en su orden de mérito. Se requerirá que el costo por tonelada de CO₂ se eleve sustancialmente para que los planes con prevalencia renovable sean decididamente más atractivos que en los que la generación con mayor contenido de carbono es más importante.

xiii) La valoración económica de los perjuicios ambientales y los daños para la salud humana, causados principalmente por la emisión de gases y efluente líquidos contaminantes por la operación de centrales termoeléctricas, no se menciona.

²⁸ Cabe destacar que la casi totalidad de la nueva capacidad termoeléctrica que se instalará entre 2009 y 2023 será mayoritariamente a gas natural seguida por el carbón. En todos los escenarios, la generación térmica con combustibles derivados del petróleo es muy pequeña. En ocho de los nueve escenarios se estima que para 2023 ya operan entre 2.525 y 6.025 MW de plantas a GNL. La generación con carbón produce casi 2,5 veces la cantidad de CO₂ que produce la generación con gas natural y ésta a su vez produce 30% menos que la generación con centrales que usan derivados de petróleo. Cabe destacar el hecho de que en la actualidad no existe generación con gas natural y la producción a carbón es pequeña, pero creciente.

²⁹ Para las plantas de energías renovables se consideró un valor de 14 ton/GWh generado, en el caso de turbinas y ciclos combinados a diesel 650 ton/GWh, 700 ton/GWh para motores de media velocidad a *fuel oil*, 1.100 ton/GWh para plantas de carbón y 420 ton/GWh para centrales de GNL. Se estimó en 20 dólares/ton el costo económico del CO₂.

GRÁFICO 7
ISTMO CENTROAMERICANO: EMISIONES DE CO₂eq POR ESCENARIO, 2010-2023
 (En millones de toneladas)



Fuente: CEAC, 2009, *Planificación Indicativa del Consejo de Electrificación de América Central*.

B. REVISIÓN DE INICIATIVAS RECIENTES DE PROMOCIÓN DE DESARROLLO DE LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN LOS PAÍSES DE CENTROAMÉRICA

1. Principales iniciativas y proyectos impulsados en Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua

En los últimos años, en los cinco países se han llevado a cabo esfuerzos importantes para impulsar proyectos de producción de electricidad a partir de energías renovables. En algunos casos también se han promovido otras iniciativas, como facilitar la conexión de los proyectos de generación a base de FRE a las redes de transmisión y distribución, o aprobar leyes para promover dichas fuentes de energía. A continuación se presenta un breve resumen para cada país.

a) Costa Rica

El desarrollo del equipamiento, a partir del plan de expansión formulado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), ha seguido su marcha. En enero de 2009 comenzó a operar la planta hidroeléctrica Canalete (17,5 MW), construida por la cooperativa de electrificación rural Coopeguanacaste. En septiembre de ese año se incorporó la primera fase del proyecto eólico Guanacaste, con una potencia de 27 MW, desarrollado por un consorcio privado a solicitud del ICE (mediante el

sistema BOT)³⁰. La segunda fase, prevista para diciembre, permitirá llegar a una capacidad de 50 MW. Esta planta le venderá electricidad al ICE a un precio de 0,09 dólares por kilovatio-hora de enero a mayo y 0,03 dólares en el resto del año (La Nación, 2009).

Entre otros proyectos hidroeléctricos en construcción, destacan Pocosol (26 MW), Chubujuqui (21,6 MW) y El Encanto (8,3 MW), que desarrollan, las dos primeras, las cooperativas de electrificación rural y, el tercero, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), así como Pirris (127,66 MW) y Toro 3 (50 MW), ambos a cargo del ICE. Esta última institución también construye la geotérmica Las Pailas (35 MW), y además se espera que se incorporen dos ingenios cogeneradores (30,3) para empezar a operar en 2010 y 2011. De esa manera, entre 2009 y 2011 han comenzado a funcionar o se han incorporado un total de 366,3 MW de proyectos de generación eléctrica a base de FRE.

A fines de 2008 el ICE anunció la intención de impulsar el proyecto hidroeléctrico El Diquís (630 MW), el más grande de Centroamérica, con una inversión cercana a los 1.800 millones de dólares. El embalse que se creará ocupará una superficie de 5,5 kilómetros cuadrados, localizado en la provincia de Puntarenas, en el sur del país (Inforpress, 2008).

b) El Salvador

i) Ley de fomento a las FRE. En diciembre de 2007 se aprobó la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (Decreto 462). Esta Ley establece un paquete de beneficios fiscales a las personas naturales o jurídicas que inviertan en fuentes renovables para generar electricidad, entre los que se destacan: i) exonerar aranceles de importación para bienes de capital y otros insumos asociados por los primeros 10 años para centrales de hasta 20 MW; ii) eximir el impuesto sobre la renta los primeros cinco años para centrales entre 10 y 20 MW y 10 años para las menores de 10 MW, y iii) proyectos de más de 20 MW podrán deducir del impuesto sobre la renta el costo de todos los estudios relacionados con el proyecto.

Una serie de medidas acompañan esta ley para complementar su alcance. Entre ellas, facilitar la contratación de largo plazo para proyectos de gran tamaño mediante procesos de licitación pública, que el Estado invierta directamente en proyectos renovables; establecer procedimientos expeditos con el fin de otorgar concesiones para proyectos de pequeña escala, y desarrollar estudios para determinar el potencial eólico, entre otros. Es necesario mencionar que todos países de la subregión habían aprobado con anterioridad leyes de fomento a las FRE.

Otra de las iniciativas es el Sistema de Fomento de Energías Renovables (SIFER), que consiste en crear un Fondo de Fomento de Energías Renovables (FOFER). El FOFER facilitaría la firma de contratos de compraventa de energía entre los comercializadores y los dueños de los proyectos de fuentes renovables, con una duración similar a la del período de amortización de la deuda y con un precio que asegure el pago del préstamo. El FOFER es un fondo revolviente que funciona como un mecanismo de cobertura de riesgo por variación de precios. En el contrato de precio fijo, el generador tiene garantizado un flujo de ingresos más estable y, por consiguiente, facilita el financiamiento ante los bancos. El funcionamiento es el de un contrato a futuro por diferencias; así, cuando el precio del mercado es inferior

³⁰ Mediante la contratación BOT (por sus siglas en inglés: “*built, operate and transfer*”), un inversionista privado tiene la obligación de construir y operar el proyecto durante un período de tiempo pactado, y recuperar la inversión por medio de la energía producida, facturada a un precio estipulado. El proyecto se transfiere al contratante a fines del período de contratación.

al precio del contrato, el Fondo permite que el comercializador asegure el pago del precio del contrato al generador, mientras que, en el caso contrario, el comercializador compensa al FOFER³¹.

ii) Proyectos con FRE en construcción. En 2008 la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) inició la construcción de la central hidroeléctrica de El Chaparral, ubicada al norte del Departamento de San Miguel. Con una capacidad instalada de 66,1 MW y una inversión estimada de 219 millones de dólares, se espera que esté en operación en 2013. Esta obra es la primera de este tipo después de 30 años, y uno de los pocos sitios que quedan aún por desarrollar en el país. A pesar de los problemas, este proyecto, el más pequeño del país, afectará, directa o indirectamente, a unas 15.000 familias.

Existen dos proyectos hidroeléctricos más de gran tamaño en cartera. El más inminente es El Cimarrón entre el Departamento de Chalatenango y Santa Ana, con una inversión estimada en 550 millones de dólares y una capacidad instalada de 261 MW; a partir de 2010, su construcción tomará siete años. En una fase más incipiente se encuentra el proyecto El Tigre, binacional, en la frontera con Honduras; con Guatemala estudian aprovechamientos de capacidad mediana en el fronterizo río Paz. Es interesante mencionar la iniciativa de la CEL en titularizar un porcentaje de sus ingresos futuros por generación de energía a fin de captar fondos que le permitan financiar los proyectos futuros.

c) Guatemala

i) Norma para apoyar la Generación Distribuida Renovable (GDR). En octubre de 2008, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), la entidad reguladora de la industria eléctrica del país, aprobó la Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable (NTGDR) y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía. Esta resolución tiene como objetivo reglamentar el acceso de proyectos de energía renovables o Generación Distribuida Renovable (GDR) y autoprodutores a las redes de distribución. La normativa establece que los costos de instalación entre la central y la red son de responsabilidad de la GDR, mientras que el distribuidor está obligado a realizar las ampliaciones o los cambios, autorizados por la CNEE, que sean necesarios acomodar, y que deberán ser reembolsados por el generador.

La GDR ya estaba exonerada (por el artículo 70 de la Ley General de Electricidad) del pago de los peajes de distribución por considerar, que disminuyen las pérdidas de energía y sólo pagan cargos de transmisión por su potencia firme si tienen contratos de suministro suscritos.

ii) Proyectos con FRE en construcción. En la actualidad se construyen ocho proyectos hidroeléctricos por un total de 384 MW y una inversión de 732 millones de dólares. De ellos, cinco tienen una capacidad menor a 20 MW, y entrarán en operación entre 2010 y 2011. Los principales son: Xalbal (93 MW) y Palo Viejo (200 MW), ambos en el departamento de El Quiché, la primera hidroeléctrica en fase avanzada de construcción, mientras que la segunda iniciaba su construcción a principios de 2009. Recientemente se pusieron en operación las centrales de Kaplan Chapina y Poza Verde, que entre ambas tienen una capacidad de generación de 14,5 MW. De esa manera, entre 2009 y 2011 han entrado a operar o se incorporan un total de 398 MW de proyectos de generación eléctrica a base de FRE. A más largo plazo, de acuerdo con el plan de expansión, se espera satisfacer con hidroelectricidad 50% de la demanda del país para 2022, aunque varias comunidades se han opuesto a la construcción de centrales hidroeléctricas.

³¹ Funciona de forma similar a los contratos a futuro “two way hedge”.

Se debe mencionar también la iniciativa del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) para impulsar la hidroeléctrica Xalalá (180 MW en la zona noroccidental), por medio de una licitación internacional para concluir los estudios de factibilidad y posteriormente otorgar un contrato BOT para construir la central hidroeléctrica. El proceso se inició en 2007, pero lamentablemente no se ha podido cancelar.

iii) Proyecto para la ampliación de la red de transmisión. En marzo de 2009, la CNEE inició el proceso de licitación pública para construir 1.400 kilómetros de líneas de transmisión con un costo estimado de 500 millones de dólares, programado para entrar en operación en 2013. Las bases de la licitación fueron publicadas en marzo de 2009, y se programó la adjudicación para fines de dicho año. La construcción de esta infraestructura de transporte será de suma importancia para conectar al sistema de transmisión las centrales hidroeléctricas que se construyen en la zona noroccidental del país.

d) Honduras

A principios de 2009, el gobierno hondureño suscribió un contrato con una firma brasileña para construir dos centrales hidroeléctricas (Los Llanitos y Jicatuyo, ambas sobre el río Ulúa, en el departamento de Santa Bárbara), con una capacidad conjunta de 210 MW y una inversión de alrededor de 600 millones de dólares. La inversión será financiada por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), el Banco Nacional de Desarrollo de Brasil, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Banco Mundial (BM) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE).

También a principios de 2009, dos ingenios azucareros (Compañía Eléctrica del Sur –Celsur– y la Azucarera Chumbagua) suscribieron contratos con la ENEE y realizaron ampliaciones para generar, en conjunto, 30 MW a partir de 2011. De igual forma, en los últimos meses de ese año, el gobierno preparaba un proceso de licitación de energía renovable de 250 megavatios³².

e) Nicaragua

En marzo de 2009 se registró en Nicaragua la segunda experiencia con energía eólica, con la entrada en operación del parque eólico de Amayo, de 40 MW de capacidad instalada, y 19 aerogeneradores, en el Departamento de Rivas. Con una inversión³³ de 95 millones de dólares se estima que venderá su energía a 8,6 centavos de dólar/kWh, muy por debajo del costo de generación de una central térmica producida por los grupos electrógenos diesel. De acuerdo con datos del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), al 26 de octubre de 2009 la central había generado 81,9 GWh (CNDC, 2009), que representa un factor de carga promedio de 38%, que puede considerarse más que aceptable para los primeros meses de operación comercial de la central.

Otras obras e iniciativas en desarrollo son las siguientes: i) un consorcio brasileño desarrolla los estudios de factibilidad del proyecto hidroeléctrico Tumarín (160 MW); ii) se encuentran vigentes las concesiones de exploración en dos áreas geotérmicas (El Hoyo-Monte Galán y Managua-Chiltepe); ambas contemplan un plan operativo exploratorio de dos años para integrar todas las investigaciones

³² Información obtenida de la página de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (<http://www.enee.hn/>).

³³ Se trata de una iniciativa privada, desarrollada por el Consorcio Eólico Amayo, que cuenta con un financiamiento del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE).

geocientíficas de superficie, la perforación de pozos de gradiente y pozos profundos que permitan conocer las características del campo geotérmico (MEM, Nicaragua, 2009); iii) a finales del mes de octubre de 2009 el Ministerio de Energía y Minas (MEM) concedió licencia de generación para reanudar las obras de construcción de la segunda fase del proyecto eólico Amayo (23 MW), programado para iniciar operaciones durante 2010, y iv) también en octubre de 2009 el MEM suscribió, con dos empresas privadas, la “Orden de inicio de construcción” para la expansión de la planta geotérmica San Jacinto Tizate (24 MW), programada para iniciar a operar en abril del 2011. De esa cuenta, entre 2009 y 2011 han entrado a operar o se incorporan un total de 87 MW de proyectos de generación eléctrica a base de FRE.

2. Estudio de caso. Panamá: la inversión en generación hidroeléctrica

a) Antecedentes

El sistema eléctrico de Panamá sufrió una transformación institucional profunda entre 1997 y 1998. Mediante la aprobación de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, el antiguo Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), monopolio estatal, se segregó en tres empresas de generación, tres empresas de distribución y una de transmisión.

Después de un proceso de licitación pública, se vendió al sector privado 51% del paquete accionario de la empresa de generación termoeléctrica y de las tres empresas de distribución. También se vendió 49% de las acciones de las empresas de generación hidroeléctrica. En la empresa de transmisión, el Estado se reservó la totalidad de las acciones³⁴.

La Ley 6 creó un mercado eléctrico de generación dirigido a propiciar la inversión privada y establecía la regulación económica en los sectores de redes, transmisión y distribución, reconocidos como monopolios naturales. Se crearon cuatro instituciones: El Ente Regulador de los Servicios Públicos³⁵, encargado de regular y vigilar el cumplimiento de la Ley; la Comisión de Política Energética, que asienta la política energética; el Centro Nacional de Despacho cuya función es la de operar y administrar el mercado eléctrico, y la Oficina de Electrificación Rural que procura el servicio en zonas poco interesantes para las distribuidoras.

Las características más relevantes del mercado eléctrico panameño son las siguientes:

i) Se establece el despacho económico. Las unidades de generación son puestas en servicios de acuerdo con su costo variable aplicable al despacho (básicamente costo de combustible para las térmicas y el valor de agua para las hidráulicas). El agente generador declara periódicamente el costo variable de las térmicas y el Centro Nacional de Despacho, ente operador y administrador del mercado, calcula el valor del agua.

³⁴ La Ley 6 del 3 de febrero de 1997 estableció la venta de un mínimo de 51% de las acciones de la empresa de generación termoeléctrica (Bahía Las Minas) y de las empresas de distribución. También se asentó la venta de un máximo de 49% de las empresas de generación hidroeléctrica (Bayano, Estrella, Los Valles y Fortuna). Asimismo, el Estado es el dueño de la totalidad de las acciones de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.

³⁵ En 2006 el Ente Regulador de los Servicios Públicos cambió de nombre al de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

ii) Existe un mercado de contratos, dirigido principalmente a estabilizar los precios al consumidor regulado, y un mercado ocasional donde se negocian las diferencias entre los generadores. La energía en el mercado ocasional es remunerada al costo marginal del sistema.

iii) Las empresas de distribución están obligadas a contratar la totalidad de la demanda de sus clientes en contratos de suministro con los agentes generadores en procesos de libre concurrencia aprobados y vigilados por el regulador. Los contratos de suministro no pueden alterar el despacho económico ni exigir un tipo de tecnología en particular, ni la fuente de energía que será utilizada. La competencia se ejerce sobre la base del menor precio ofrecido.

iv) La planificación de la generación es meramente indicativa y está dirigida principalmente a dimensionar el sistema de transmisión. La empresa de transmisión es responsable de expandir el sistema de transmisión mediante planes de inversión aprobados por el regulador cada cuatro años y actualizados anualmente.

v) La generación está abierta a la inversión privada, aunque el Estado se reserva el derecho de generar.

vi) Los aprovechamientos hidroeléctricos y geotérmicos están sujetos al régimen de concesión. Para otorgar concesiones, el regulador debe cumplir con una serie de requisitos establecidos, por el cómo cumplir con un cronograma de ejecución de la obra, y con las reglamentaciones ambientales establecidas. La generación, distinta a la hidroeléctrica y geotérmica, está sujeta al régimen de licencia.

vii) Se regula el servicio de redes (distribución y transmisión) con base en criterios de eficiencia que fijan, cada cuatro años, un Ingreso Máximo Permitido que las empresas podrán recuperar mediante tarifas.

viii) Se constituye el principio de libre acceso a las redes de transmisión y distribución. La tarifa de transmisión establece cargos por zona que favorece la generación cercana al centro de consumo.

ix) El costo de generación se traslada directamente al cliente final (*pass through*), y sin asumir riesgos, las distribuidoras lo pasan al cliente final al costo.

b) Evolución reciente

A poco más de 10 años de la reestructuración del sector eléctrico panameño, se puede analizar el comportamiento de algunas de las variables clave de la oferta y la demanda de electricidad, para verificar los resultados en materia de cobertura (nueva capacidad de generación), además de valorar la contribución fiscal y el aporte de los dividendos al Estado como accionista de las empresas privatizadas

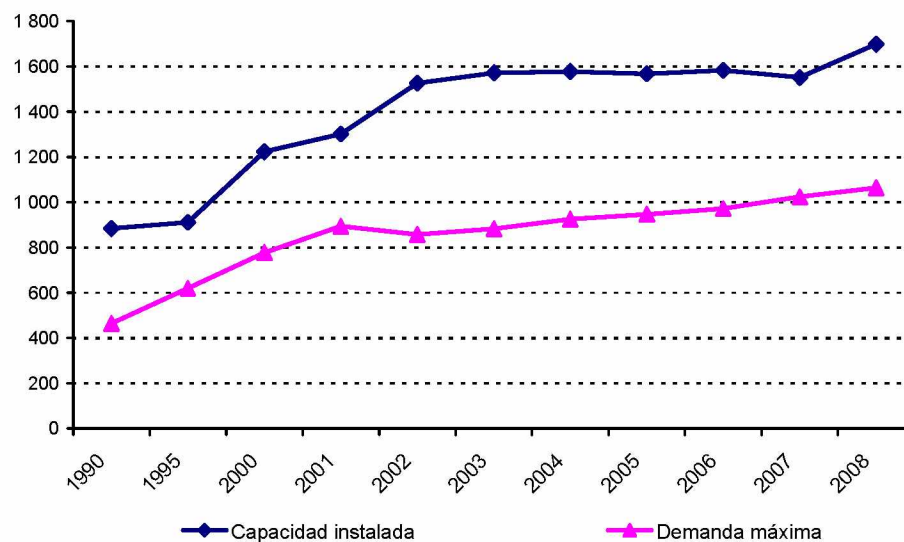
i) Período 1998-2006. Al momento de separar las empresas surgidas del proceso de privatización, en 1998, el sistema interconectado contaba con 900 MW de capacidad instalada y con una demanda máxima de 710 MW. Como parte del proceso de transferencia de activos se incluyeron también

contratos de suministro de energía y potencia, por cinco años de duración³⁶; entre generadores y distribuidores se aseguró así la cobertura de la demanda y la continuidad del servicio.

En la primera mitad de la década de los noventa, la instalación de nueva capacidad de generación aumentó muy poco y los márgenes de reserva bajaron a niveles preocupantes hacia 1995; sin embargo, en la segunda mitad del período, justo antes del proceso de privatización, se recuperó el crecimiento, como se muestra en los gráficos 8 (capacidad instalada y evolución de la demanda máxima) y 9 (composición de la generación de electricidad).

El proceso de reestructuración del sector eléctrico entre 1997 y 1998 coincidió con un período de precios mínimos históricos del petróleo. El *West Texas Intermediate* (WTI), crudo de referencia, se mantuvo bastante estable entre 1986 y 1997 en 20 dólares/barril³⁷, salvo en 1991, en que alcanzó los 35 dólares/barril debido a la primera Guerra del Golfo. A partir de 1997 los precios se redujeron hasta caer a 9 dólares/barril a fines de 1999.

GRÁFICO 8
PANAMÁ: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y LA DEMANDA MÁXIMA
EN EL PERÍODO 1990-2007
(En MW)

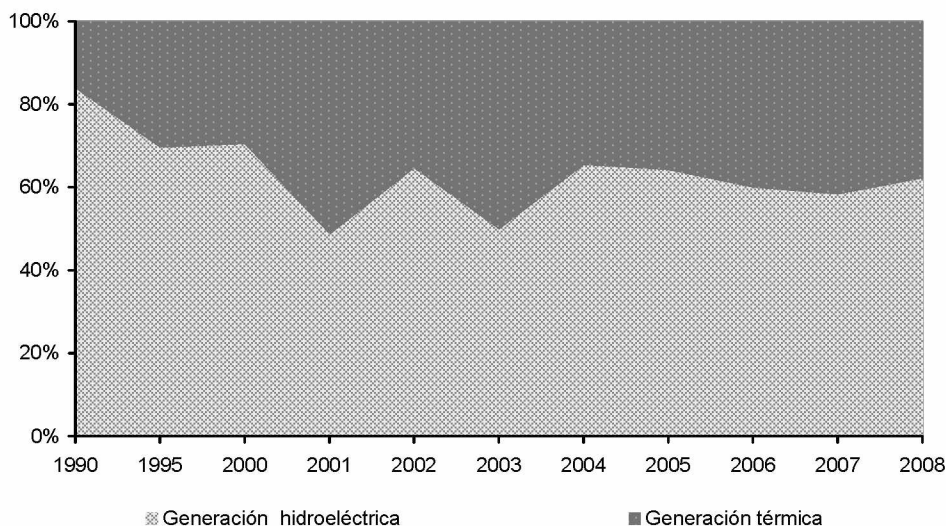


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

³⁶ Todos los contratos iniciales tenían una duración de cinco años, salvo el contrato de la hidroeléctrica Estí (120 MW), que vence hasta 2013, central hidroeléctrica que se encontraba en construcción en el momento de la privatización.

³⁷ Todos estos precios se refieren a dólares corrientes del año respectivo.

GRÁFICO 9
PANAMÁ: EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN
DE ELECTRICIDAD, PERÍODO 1990-2007
(En porcentajes)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Desde principios de 1999 el precio del WTI se incrementó sostenidamente hasta alcanzar, a fines de 2001, los 31 dólares/barril. En un solo año el precio se triplicó. A partir de entonces disminuyó a 18 dólares/barril para después continuar con un aumento sostenido hasta el récord de 145,31 dólares/barril en julio de 2008 (véase de nuevo el recuadro 1).

De esa forma, el proceso de privatización en Panamá se inició en un contexto de precios crecientes de la energía, que en un lapso de ocho años se multiplicaron por un factor de 15. Otro aspecto que aumentó el grado de exposición del sistema eléctrico panameño fue el crecimiento de la generación térmica (véase de nuevo el gráfico 9). Se observa que al inicio del período estudiado, la participación de la generación hidráulica descendió de 84% en 1990 a 62,3% en 2008. Salvo la central de Estí que estaba en construcción en el proceso de reforma y de la ampliación de la central hidroeléctrica Bayano³⁸ en 2003, desde 1998 no se han instalado nuevas plantas de generación hidroeléctrica de mediana o gran capacidad³⁹ en Panamá.

El sector privado se arriesga menos al desarrollar centrales termoeléctricas que si invirtiera en plantas hidroeléctricas de gran tamaño, debido a la menor inversión por kW y al período de construcción más rápido que ha privilegiado en casi toda la subregión el desarrollo de centrales térmicas por el sector privado. Además, los requerimientos ambientales de zonas protegidas o de áreas de población indígena, donde se ubican muchos de los recursos hidroeléctricos, han dificultado el desarrollo ulterior de estos proyectos⁴⁰.

³⁸ En 2003 se instaló la tercera turbina a la central de Bayano, que agregó 185 MW de capacidad pero no energía.

³⁹ En 2008 una pequeña hidroeléctrica (8 MW) inició operación comercial.

⁴⁰ Hay que mencionar que estas dificultades son menos severas para proyectos hidroeléctricos de menor tamaño (menos de 50MW) con poca capacidad de embalse.

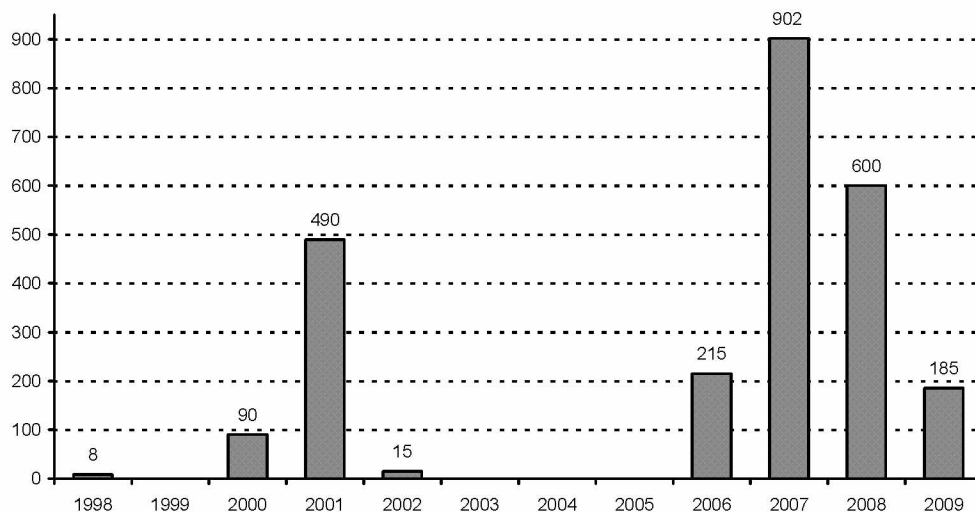
Entre 1996 y 2007 la demanda máxima de electricidad creció a una tasa anual acumulada de 4,7% y alcanzó su valor máximo anual de 1.123 MW en 2008. En 2007 el crecimiento de la demanda de electricidad se acentuó, producto del buen desempeño de la economía, y el consumo de electricidad se elevó a 6,1% con un aumento del PIB de 11%. A partir de 2008 el alza volvió a los niveles históricos, muy probablemente condicionada por los altos precios de la electricidad porque se comenzó a manifestar cierta elasticidad del consumo a los precios.

En el período 2000-2003 la buena hidrología y los precios moderados del petróleo redujeron los precios de la electricidad en el mercado ocasional por debajo del precio de los contratos iniciales. Esta situación indujo a las distribuidoras a comprar parte de las necesidades no contratadas de los clientes en el mercado ocasional, y aprovechar los precios más bajos. Asimismo propició una actitud de espera para las nuevas contrataciones de largo plazo.

Como las contrataciones que se lograron concretar en ese período fueron de corto plazo (de cuatro años de duración) y con lapsos de entrega muy cortos, en los que podían participar prácticamente los generadores existentes, se desincentivó la inversión. Los resultados fueron márgenes inadecuados de reserva, precios volátiles de la energía en el mercado ocasional, falta de interés de los generadores para entrar en contratos y, finalmente, riesgo de racionamiento.

En el gráfico 10 se presenta la evolución que siguió la inversión total en generación a partir de 1998 y que se estima para 2009. Se aprecia que entre 2002 y 2006 no se invirtió en generación, a pesar del alto crecimiento de la demanda de energía que alcanzó una expansión histórica producto del alto crecimiento económico.

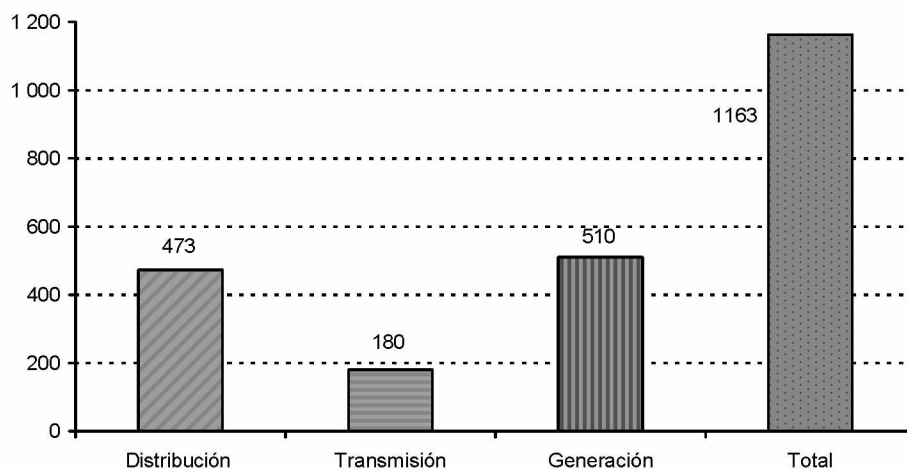
GRÁFICO 10
PANAMÁ: INVERSIONES EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD,
PERÍODO 1998-2008
(En millones de dólares)



Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSP).

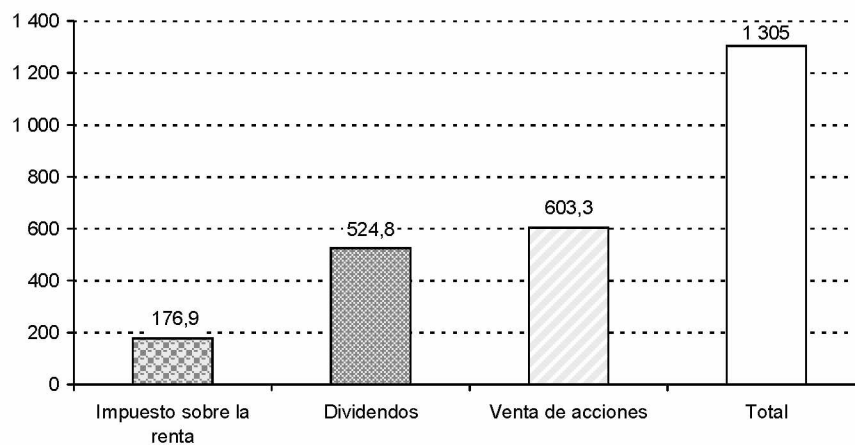
Resultados económicos de las reformas se pueden apreciar en los gráficos 11 y 12. En el primero se presentan las inversiones acumuladas realizadas en las tres áreas en las que fue dividida la industria eléctrica, que suman 1.162,85 millones de dólares hasta 2007. Además, se presenta el gráfico de los aportes económicos, en concepto de impuestos o en forma de dividendos, de las empresas en las que el Estado mantiene acciones. Entre 1998 y 2007, ambos rubros representaron ingresos para el Estado por una suma superior a los 700 millones de dólares.

GRÁFICO 11
PANAMÁ: INVERSIONES AUDITADAS EN LA INFRAESTRUCTURA DEL
SUBSECTOR ELÉCTRICO DURANTE EL PERÍODO 1998-2008
(En millones de dólares)



Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSP).

GRÁFICO 12
PANAMÁ: APORTES AL ESTADO DE LAS EMPRESAS PRIVATIZADAS
EN EL SUBSECTOR ELÉCTRICO
(En millones de dólares)



Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

ii) Período 2006-2009. En dichas condiciones, el gobierno y la sociedad en general cuestionaron ampliamente el modelo. Aunque se tomaron varias medidas, ninguna alteró la esencia del modelo sectorial, y los cambios institucionales se dirigieron a transformar el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) en la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) con funciones casi inalteradas de las que realizaba hasta la fecha. En septiembre de 2008 se crea la Secretaría de Energía, encargada de ejecutar las políticas energéticas y de promover medidas que aseguren el suministro energético en los términos más beneficiosos para la población. Esta secretaría coordina las funciones de la Comisión de Política Energética (COPE), la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Energías Alternativas (DNHEA) del Ministerio de Comercio e Industria (MICI), y la Comisión Nacional de Ahorro Energético (CONAE).

En los aspectos normativos las medidas adoptadas fueron:

1) Obligar a contratar 100% de la demanda servida por parte de las distribuidoras. Hasta la fecha la interpretación prevaleciente establecía que la obligación de contratar era con los clientes regulados, es decir, no incluía a los Grandes Clientes que podían contratar libremente la generación.

2) Constituir un pliego único o estándar para los contratos de suministro. Como el reglamento de compraventa de energía y potencia era muy flexible con las empresas de distribución en materia de duración, de indexación y de tiempo de entrega, producía pliegos complicados y confusos. Como resultado, muchas de las licitaciones se declararon desiertas por onerosas porque se transfería mucho riesgo a los potenciales nuevos generadores. El resultado final fue que no se realizaron nuevas inversiones en generación.

3) Establecer procedimientos más estrictos para otorgar concesiones y licencias. Antes de 2006 el procedimiento para obtener derechos de generación (concesiones o licencias) era muy permisivo y se generó, sobre todo, en concesiones hidroeléctricas y licencias eólicas, un proceso de acaparamiento y de especulación. Por lo tanto, se creó una especie de mercado secundario de compraventa de estos derechos.

Los cambios introducidos por la nueva autoridad reguladora estuvieron dirigidos a corregir estos tres aspectos y a propiciar la llegada de nueva inversión en generación. Por lo tanto, se procedió a: emitir una resolución por la que las distribuidoras están obligadas a contratar el 100% de su demanda (con sanciones severas por incumplimiento); establecer un pliego estándar para la compraventa de energía y potencia, eliminar las ambigüedades que existían, y asentar procedimientos más estrictos y transparentes para otorgar licencias y concesiones con el fin de evitar la especulación.

Como resultado de los cambios introducidos se cancelaron más de 20 permisos de concesión y licencias. El nuevo procedimiento es más estricto y se exige un depósito de garantía de mil dólares por cada MW de potencia instalada del proyecto. Estas medidas desincentivaron la especulación.

Los interesados en obtener licencia, permiso necesario para la generación termoeléctrica o eólica, deben consignar como depósito de garantía 100 dólares por MW de potencia en el caso de proyectos termoeléctricos y 500 dólares en el caso de generación eólica. Los interesados deben también mostrar la solicitud de acceso al sistema de transmisión o de distribución, según sea el caso.

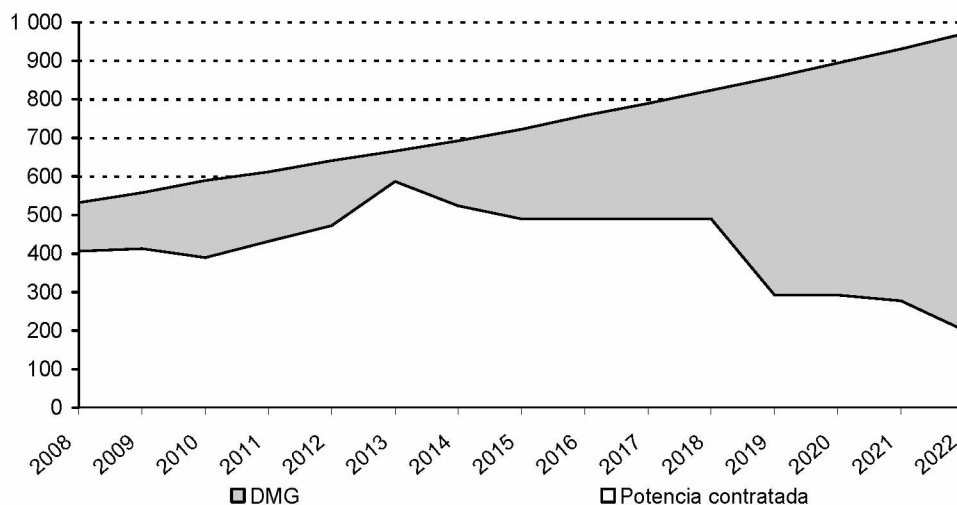
Además, deben probar la capacidad financiera de la firma solicitante para abordar el proyecto, una carta de intención del operador de la planta con experiencia demostrada, otra de la firma de ingeniería que desarrollará el proyecto, además de cumplir con los requisitos ambientales y de conexión a la red de

transmisión ya existentes. En el caso de licencias para desarrollo eólico, los interesados deben demostrar, con datos de campo, la existencia del recurso.

Ante la exigencia de las distribuidoras, se enmendó el reglamento de compraventa con el fin de establecer un pliego estándar que evite la proliferación de condiciones y de fórmulas de indexación complejas. En consecuencia, reducir la percepción al riesgo de los generadores para aumentar así la participación y la competencia y permitir la entrada de nuevos generadores.

Ambas acciones emprendidas por la ASEP (la obligación de contratar 100% de la demanda servida y el pliego estándar) permitieron destrabar los procesos de licitación y activar las contrataciones. A principios de 2008 la situación del nivel de contrataciones se muestra en el gráfico 13, en el que se puede apreciar el gran porcentaje de la energía no cubierta mediante contratos y, por consiguiente, expuesta a la volatilidad de los precios en el mercado ocasional.

GRÁFICO 13
PANAMÁ: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN (DMG)
Y POTENCIA CONTRATADA Y MERCADO DE OCASIÓN, 2008-2033
(En MW)



Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSP).

Ante el éxito de los procesos de licitación para contratar potencia y energía a largo plazo, a partir de 2006 se logró mejorar ostensiblemente la situación. Las contrataciones de largo plazo facilitaron el financiamiento. Además, los proyectos estabilizaron los precios de la energía al consumidor final y redujeron la exposición de la demanda a la volatilidad de los precios del mercado de ocasión (mercado *spot*). En 2006 el sector privado inició un vigoroso proceso de inversión en generación, particularmente en el desarrollo hidroeléctrico. En la actualidad existen 15 proyectos hidroeléctricos en construcción por un total de 597,3 MW con una inversión estimada de 1.353,1 millones de dólares.

Los proyectos en construcción, de acuerdo con los cronogramas de ejecución, deberán estar concluidos entre septiembre de 2009 y julio de 2012 en operación comercial. Dentro de este grupo de proyectos los hay de distinto tamaño: desde 2 MW hasta 223 MW de capacidad, aunque la mayor parte

son proyectos de mediana capacidad (entre 30 MW y 90 MW). Es importante destacar el hecho de que ninguno de los proyectos en construcción tiene contrato de suministro, algo que demuestra la confianza de los inversionistas en el mercado eléctrico.

Además, existen 16 proyectos hidroeléctricos más en fase de diseño final que representan 450 MW más y una inversión de 1.024,2 millones de dólares. De éstos, cuatro tienen contratos ya suscritos con las empresas de distribución⁴¹. En este último grupo se incluye un solo proyecto de gran capacidad (213 MW) cuya mayoría son plantas de mediana capacidad (de entre 10 MW y 60 MW). Los 16 proyectos en fase de diseño final deberían estar en operación comercial entre fines de 2010 y principios de 2013.

De la actualidad hasta 2011, el grado de cobertura de la demanda mediante contratos es adecuado y permite anticipar cierta estabilidad en la evolución de los precios. Dentro de la nueva normativa aprobada por la ASEP se definen tiempos de anticipación y porcentajes de cobertura que las distribuidoras deben cumplir a la hora de contratar. Por ejemplo, en un horizonte de dos años las distribuidoras deben tener 100% de su demanda contratada, a cuatro años, un mínimo de 90%, a seis, un mínimo de 80%, a un horizonte de 10 años, un mínimo de 60%, a 12 años, 50%, y a 14 años, se les permitirá que contraten, como mínimo, sólo 40%. Estos periodos de anticipación exigidos en la nueva normativa facilitaron las inversiones y el financiamiento de nuevas plantas.

Existen además, 56 sitios más que han sido solicitados en concesión para el desarrollo hidroeléctrico que suman 821 MW. Son proyectos, en su mayoría, de pequeña capacidad (menos de 10 MW), aunque hay uno de 313 MW y varios de mediana capacidad (entre 20 MW y 50 MW)⁴². Un resumen de todos los proyectos referidos se muestra en el gráfico 14.

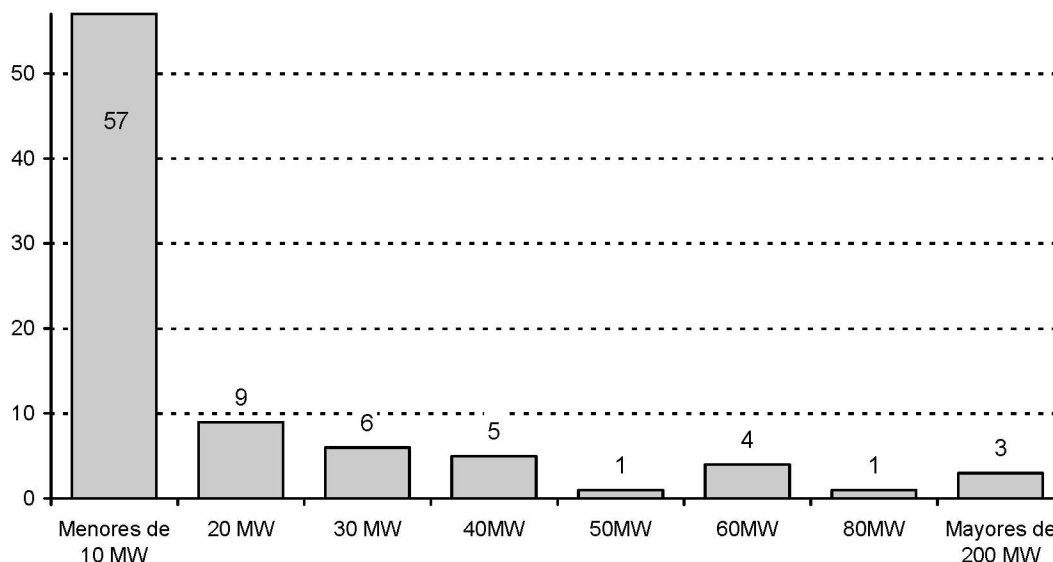
La ley de fomento para las fuentes renovables (Ley 45 del 10 de agosto de 2004) ha desempeñado un papel muy importante en todo este proceso. En ella se establece una serie de incentivos para el desarrollo de la generación de electricidad con fuentes renovables de energía⁴³.

⁴¹ Estos cuatro proyectos surgen de un proceso de libre competencia realizado por las empresas de distribución con la supervisión de la ASEP. Los cuatro proyectos suman 150 MW.

⁴² De este grupo de 57 proyectos en trámite hay 43 de menos de 10 MW, cinco mayores de 10 y menores de 20 MW, ocho entre 20 MW y 50 MW y uno de más de 300 MW. En capacidad de generación, 191,5 MW se reparten entre 48 sitios con menos de 20 MW.

⁴³ La Ley define como fuentes nuevas, renovables y limpias a las hidráulicas, geotérmicas, solares, eólicas, biomasa y otras renovables y limpias aprovechadas para la generación de electricidad. También define mini hidroeléctricas hasta 10 MW de capacidad instalada, pequeñas hidroeléctricas mayores de 10 MW y hasta 20 MW y centrales hidroeléctricas mayores de 20 MW. Los incentivos establecidos son los siguientes: a) para todas las formas de energías renovables, sin excepción, otorga la exoneración de impuestos de importación, tasas, contribuciones y gravámenes por importación de equipos para construir, operar y mantener la obra; b) las centrales de hasta 10 MW podrán obtener un incentivo fiscal hasta por 25% del total de la inversión directa para el pago de impuesto sobre la renta con base en el valor del CO2 evitado; c) las centrales de más de 10 MW podrán también obtener un incentivo fiscal hasta por 25% del total de la inversión directa para el pago de sólo 50% del impuesto sobre la renta con base en el valor del CO2 evitado; d) hasta 10 MW de capacidad instalada no estarán sujetos a ningún cargo de transmisión ni distribución cuando vendan en contratos directos o en el mercado ocasional. Las centrales de más de 10 MW y hasta 20 MW estarán exoneradas por los primeros 10 MW, y e) los beneficios obtenidos por los dueños de las centrales por la venta de certificados bonos de carbono en el mercado internacional serán deducidos de los beneficios de los incisos b) y c) arriba mencionados.

GRÁFICO 14
PANAMÁ: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CONCESIONADOS
AGRUPADOS POR CAPACIDAD



Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSP).

Los cambios a la normativa estimularon también las inversiones en generación termoeléctrica de distintas tecnologías. Se solicitaron 14 licencias para la generación termoeléctrica de una potencia conjunta de 1.162,5 MW⁴⁴, tres de los cuales cuentan con la licencia definitiva y tres con contrato de suministro. Entre éstas se encuentran dos plantas de carbón (420 MW) y el resto básicamente motores de media velocidad a base de *fuel oil*.

iii) Síntesis de resultados. En los cuadros 14 y 15 se muestran las hidroeléctricas en construcción y en fase de diseño final. Si se asume que los proyectos con más de 30% de construcción se finalicen realmente, es posible esperar que para 2011-2012 estarían en operación cerca de 320 MW de capacidad hidroeléctrica nueva. Con mayor optimismo, si se considera que todos los proyectos en construcción actualmente se concluyan, así como 50% de la capacidad de los proyectos en fase de estudio final también⁴⁵, se podría afirmar con bastante probabilidad que para 2013 podrían operar cerca de 800 MW de nueva capacidad hidroeléctrica.

Si además de los proyectos hidroeléctricos mencionados se consideran nuevos proyectos termoeléctricos en curso, se puede anticipar un crecimiento de la capacidad instalada que estará muy por encima de la demanda nacional. En consecuencia, se puede observar que existirá cierta capacidad de generación excedentaria para exportar a los países vecinos, una vez que se complete la mayor parte de los tramos de la línea del proyecto SIEPAC hacia fines de 2010.

⁴⁴ De estas licencias hay tres de autogenerador por un total de 25 MW relacionadas con el tratamiento de desechos sólidos.

⁴⁵ Se debe recordar que 150 MW de estos proyectos tienen asegurados sus contratos de suministro, lo que reduce enormemente el grado de incertidumbre sobre la realización de estos proyectos.

También se estimuló el interés en la energía eólica. Hasta agosto de 2009 se habían presentado a la ASEP 23 solicitudes de licencias para desarrollo eólico; de ellas, dos se encuentran en fase de diseño final y una, que ha solicitado 225 MW, debería iniciar su construcción a fines de 2009. En total, las licencias para el desarrollo eólico suman 3.969,5 MW, una cifra superior al potencial hidroeléctrico del país. Esta cifra es muy optimista y se basa más en las estimaciones y las expectativas de los desarrolladores, que en la información meteorológica o las mediciones de campo.

Varios son los aspectos que vale la pena destacar en el proceso iniciado en 2006 para promover y facilitar la construcción de centrales generadoras a partir de fuentes renovables de energía:

1) En el corto plazo se construyen 15 proyectos de generación hidroeléctrica por un total de 597,3 MW y una inversión estimada de 1.353,1 millones de dólares. Además, se encuentran en fase de estudio final otros 16 proyectos por 450 MW, con una inversión de 1.024,2 millones de dólares.

2) Actualmente, ninguno de los proyectos en construcción⁴⁶ cuenta con contrato de suministro, lo que demuestra el grado de confianza de la inversión privada en el modelo de mercado.

3) La mayor parte del financiamiento de los proyectos se ha realizado con recursos de la banca comercial local. Este hecho es también una señal de grado de confianza del sistema financiero (banca comercial y agencias de seguro) en el sistema eléctrico.

4) La banca comercial local, muy conservadora con respecto a este tipo de proyectos, se había mantenido indiferente; sin embargo, la reacción del sector privado al nuevo escenario de inversiones en materia de generación ha despertado el interés de los bancos locales para financiar estos proyectos.

5) Las inversiones en generación también han demandado servicios de ingeniería, estudios ambientales, servicios legales y construcción de obras que han transferido tecnología y han creado experiencia y conocimientos.

6) La capacidad instalada total (térmica e hídrica) en fase de construcción o de diseño final hace prever que entre 2012 y 2013 existirá una capacidad muy superior a la demanda nacional, que permitirá exportar energía hacia Centroamérica, gracias a la puesta en operación comercial de la línea del SIEPAC que se espera esté totalmente finalizada para fines de 2011.

7) La ley 45, conjuntamente con las medidas tomadas por la ASEP, incentivó el desarrollo hidroeléctrico, tal como lo demuestran los resultados antes mencionados. De los 15 proyectos en construcción ocho están calificados para recibir los beneficios de la ley; igualmente de los 16 proyectos en fase de diseño final, 11 pueden beneficiarse de la ley. Asimismo, 48 de los proyectos en trámite de concesión podrán aprovechar los beneficios de la ley.

⁴⁶ Ningún proyecto (597 MW) tiene contrato de suministro y sólo 150 MW de los proyectos en fase de diseño final (450 MW) lo tienen.

CUADRO 14
PANAMÁ: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN CONSTRUCCIÓN A FINES DE 2009

Nombre del proyecto	Capacidad instalada (MW)	Fecha estimada de inicio de operación (mes/año)	Porcentaje de avance de construcción	Inversión estimada (millones de dólares)
Total	597,27			1 353,06
Bonyic	30,00	02/2012	8	67,50
Algarrobos	9,70	09/2009	97	24,25
Tabasará II	36,80	01/2012	5	82,80
Paso Ancho	5,00	12/2010	30	12,50
El Sindigo	10,00	07/2011	3	25,00
Changuinola 75	223,00	12/2011	40	501,75
Los Planetas I	4,19	03/2010	40	10,47
Mendre	16,96	05/2010	80	38,16
Guanaca	20,00	01/2011	30	45,00
Prudencia	56,00	07/2012	5	126,00
Lorena	35,00	07/2012	10	78,75
Macano	5,80	02/2010	80	14,50
Bajo Mina	56,80	06/2010	50	127,80
Baitún	85,90	06/2011	10	193,28
El Fraile	2,12	06/2010	50	5,30

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

CUADRO 15
PANAMÁ: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN FASE DE DISEÑO FINAL EN 2009

Nombre del proyecto	Capacidad instalada (MW)	Fecha estimada de inicio de operación (mes/año)	Inversión estimada (millones de dólares)
Total	449,85		1 024,18
Río Piedra	10,50	10/2011	23,63
Changuinola 140/220	213,60	12/1012	480,60
Bajos del Totuma	3,36	07/2009	8,40
Alto Lino	2,00	08/2009	5,00
El Alto ^a	60,00	04/2012	135,00
Montelirio ^a	51,60	12/2012	116,10
Pando ^a	32,60	11/2012	73,35
Cañazas	5,94	11/2012	14,85
Ojo de Agua	5,80	01/2012	14,50
La Huaca	4,02	04/2011	10,05
Tizingal ^a	4,50	06/2011	11,25
Cochea	6,00	11/2010	15,00
Río Piedra 490	10,50	03/2013	23,63
Las Perlas Norte	10,00	03/2012	25,00
Bajo Frío	23,00	05/2013	51,75
Las Perlas del Sur	6,43	05/2012	16,08

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

^a Estos proyectos tienen contratos de suministro firmados con las empresas de distribución, producto de licitaciones.

III. BIOCOMBUSTIBLES EN EL ISTMO CENTROAMERICANO. BREVE REVISIÓN DE CASOS CON MAYOR AVANCE

El 25 de agosto de 2006, en San José, Costa Rica, se materializó el interés de los países del Istmo Centroamericano en la Primera Reunión del Grupo Mesoamericano de Biocombustibles, en la que los delegados aprobaron el Plan de Introducción de los Biocombustibles en Centroamérica. Con base en los resultados de los diferentes escenarios para 2020, la *Estrategia Energética Sustentable 2020* propuso la meta de sustituir 15% del consumo de derivados del petróleo en el transporte público y privado mediante el uso de biocombustibles.

Para sustituir los hidrocarburos usados en transporte, el alcohol de caña de azúcar y el biodiesel son los principales biocombustibles. En la subregión, los cultivos para producir dichos biocarburantes han mantenido su expansión, aunque es más evidente el aumento de la caña de azúcar y la palma africana en dos países (Guatemala y Honduras). De igual forma han continuado creciendo plantaciones de *Jatropha Curcas* (piñón) y de Higuierillo (*Ricinus Communis*), ambas con el potencial para producir biodiesel. A pequeña escala, en casi todos los países han surgido pequeñas empresas que recolectan aceites vegetales usados (frituras) y grasas y aceites de origen animal para generar biodiesel, utilizado en flotillas privadas y en algunos casos, en transporte público. No se cuentan con cifras sobre la producción actual. Se sabe que la incidencia es aún pequeña pero creciente. A continuación se presentan los hechos más relevantes desde la aprobación de la *Estrategia 2020*, y se analiza con más detalle el caso de Costa Rica, el único país de la subregión que ha aprobado un plan de biocombustibles, con metas precisas para sustituir 10% de las gasolinas y entre 15% y 20% del diesel.

A. ASPECTOS REGIONALES. ACCIONES RELEVANTES EN EL SALVADOR, GUATEMALA, HONDURAS, NICARAGUA Y PANAMÁ

1. Cooperación y coordinación regional

A nivel hemisférico, a fines de 2008 Estados Unidos y Brasil anunciaron aumentar la cooperación en materia de biocombustibles. Así, se crearon planes para que ambos gobiernos amplíen la colaboración científica en esta materia y trabajen con países en África, el Istmo Centroamericano y el Caribe, interesados en desarrollar sus industrias internas de biocombustibles. En lo que respecta a la subregión, las alianzas anunciadas por dichos gobiernos incluyen a El Salvador, Guatemala y Honduras.

Entre la Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno del SICA y de la República Federativa de Brasil (29 de mayo de 2008, en San Salvador, El Salvador), los mandatarios resaltaron la importancia de dar seguimiento y concretar la cooperación entre países de la subregión y Brasil. Dicha cooperación se refiere a la producción y uso sostenible de etanol combustible, biodiesel, compatible con las políticas de seguridad alimentaria, así como a otras fuentes alternativas y renovables de energía para hacer frente a los altos precios internacionales del petróleo. En materia de biocombustibles la relación volvió a ser ratificada a nivel bilateral, en las visitas que el mandatario brasileño realizó a los países de la subregión durante 2007 y 2008.

Por su parte Colombia, en el marco del Proyecto Mesoamérica, colabora en la instalación de tres plantas para producir biocombustibles, con capacidad de 10.000 litros/día cada una, en El Salvador, Honduras, donde ya fueron inauguradas, y en Guatemala. En los dos primeros países dichas plantas ya

fueron inauguradas. En una segunda etapa se tiene contempladas tres plantas adicionales, en Panamá, México y República Dominicana, así como la conformación de la Red Mesoamericana de Investigación y Desarrollo en Biocombustibles.

Resalta la importancia de los proyectos que impulsa la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA)⁴⁷, que brinda apoyo principalmente a proyectos que utilizan las FRE. Dicha Alianza busca promover el uso sostenible de las fuentes renovables de energía y las tecnologías limpias mediante el desarrollo de servicios de energía accesibles para los grupos más desfavorecidos de las áreas rurales en la subregión, y el apoyo a los tres pilares del desarrollo sostenible (el económico, el social y el ambiental). A la fecha, ha financiado varios proyectos de biocombustibles en los países de la subregión, como el establecimiento de plantaciones de especies oleaginosas y plantas industriales de pequeña escala para la producción de biodiesel.

2. Acciones relevantes en El Salvador, Guatemala, Honduras y Panamá

a) El Salvador

En el marco del Proyecto Mesoamérica, con una capacidad para producir 10.000 litros diarios de biodiesel y una inversión de 3,2 millones de dólares, en marzo de 2009 fue inaugurada una planta que utiliza diferentes materias primas (aceite de higuera, jatropha, aceite crudo de palma, y aceites vegetales reciclados). La planta se encuentra localizada en el Centro Nacional de Tecnología Agropecuaria Forestal (CENTA), en el departamento La Libertad.

Con la colaboración de instituciones multilaterales se han elaborado estudios y propuestas sobre el marco legal de los biocombustibles. Con apoyo del gobierno de Brasil se realizaron estudios de factibilidad para producir de etanol y otros biocombustibles, así como análisis del sector agrícola, del sector industrial, los aspectos de la logística de los biocombustibles y los temas ambientales y sociales.

b) Guatemala

El sector privado ha impulsado las principales acciones para desarrollar los biocombustibles. En los últimos años, especialmente en 2007 y 2008, se pidieron tierras y expansión de la frontera agrícola, principalmente en los departamentos de la zona norte. Por otra parte, en 2009, el gobierno anunció que pondrá en marcha la construcción de una carretera en esa zona (conocida como la Franja Transversal del Norte), considerada como estratégica por su potencial agrícola y de recursos naturales renovables y no renovables.

⁴⁷ Iniciativa originada en el marco de la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas en Johannesburgo 2002, que tiene el objetivo de promover las energías renovables en los países de Centroamérica para contribuir al desarrollo sostenible y a la mitigación del cambio climático global. Fue iniciada con el apoyo del Ministerio para Asuntos Exteriores de Finlandia, en coordinación con el Sistema de Integración Centroamericana (SICA) y la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD). En febrero de 2007 se incorporó la Cooperación Austriaca para el Desarrollo. Información en la página de la AEA (<http://www.sica.int/energia/>).

Existen cinco destilerías en el país que producen etanol, cuya capacidad instalada de 790 millones de litros al día (180 millones de litros anuales) logra exportar más de 80% de etanol, principalmente a Europa y Estados Unidos. Solamente una de ellas produce en la actualidad etanol anhidro, adecuado para uso automotor, con una capacidad de 150.000 litros/día, y una producción de alrededor de 22 millones de litros al año (MEM Guatemala, 2009).

El país cuenta con ocho pequeños productores de biodiesel, con una capacidad instalada de 4.000 galones/día, concentrados esencialmente en producir aceite reciclado. Debido a la falta de siembra de la *jatropha*, únicamente tres de ellos la usan como materia prima⁴⁸.

c) Honduras

Aquí también se ha reportado un incremento en la demanda de tierras de vocación agrícola destinadas al cultivo de la palma africana y de caña de azúcar. En noviembre de 2007 fue aprobada la Ley para la producción y consumo de combustible (decreto 144-2007). En dicha ley:

i) Se declara de interés nacional investigar, producir y usar biocombustibles para generar empleo, incrementar la autosuficiencia energética y contribuir a disminuir la contaminación ambiental, local y global.

ii) La Secretaría de Estado en los Despachos de Industria y Comercio (SIC) es la encargada en aplicar la ley en todo lo relativo al fomento, promoción, comercialización, distribución y almacenaje de los biocombustibles, por lo que se ha creado la Unidad Técnica de Biocombustibles (UTB), adscrita a dicha Secretaría, cuyas facultades son las de formular, identificar, diseñar y recomendar a la SIC las políticas públicas para fabricar y producir biocombustibles y utilizar materias primas.

iii) La Secretaría de Estado en los Despachos de Agricultura y Ganadería (SAG) es la encargada de aplicar dicha ley en lo relativo a la producción de materias primas agrícolas o pecuarias utilizadas para generar biocombustibles.

iv) Los proyectos de inversión para producir biocombustibles tienen los beneficios siguientes: 1) exoneración del pago del impuesto sobre la renta, impuesto al activo neto y demás impuestos conexos a la renta durante 12 años improrrogables, a partir del inicio de operación comercial de la planta de biocombustibles; 2) exonerar del pago de otra clase de impuestos y tasas estatales durante un período de 12 años improrrogables, así como los derechos arancelarios, de todos los bienes destinados a la construcción y para todos aquellos equipos, repuestos, partes y aditamentos relacionados con la instalación, mantenimiento y operación de la planta de producción de biocombustibles; 3) el componente de biocombustibles incorporado en el producto exonera del pago de “Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio Vial”, y 4) los proyectos gozan de los demás beneficios en la importación de maquinaria y equipo necesario para su construcción y operación.

El reglamento de la ley en referencia fue aprobado en noviembre de 2008 y cobró vigencia a partir de su publicación en el diario oficial en febrero de 2009.

⁴⁸ De acuerdo con información de la Asociación de Combustibles Renovables de Guatemala (AGR).

En el marco del Proyecto Mesoamérica, en marzo de 2009 fue inaugurada una planta, con capacidad para producir 10.000 litros diarios de biodiesel. Una cooperativa campesina en el departamento de Colón, en el Caribe hondureño, opera la planta.

d) Nicaragua

Con el objetivo estratégico de cambiar la matriz energética, preferentemente en aprovechar los recursos energéticos renovables (hidroelectricidad, geotérmica, eólico, solar, bioenergía, y otros), el Ministerio de energía y Minas (MEM) negocia con otros ministerios y asociaciones empresariales, un plan que incentive los biocombustibles y considere su viabilidad técnica y económica, la protección del medio ambiente, la promoción del desarrollo local, la inserción de pequeños y medianos productores y la compatibilidad con la seguridad alimentaria. Para promover los biocombustibles se analizan cambios en las leyes para otorgar a los biocombustibles incentivos similares a los ofrecidos a las FRE para generar electricidad (Cortez, 2007).

Existen experiencias exitosas a pequeña escala, entre ellas la producción de biodiesel a partir del sebo vacuno, de una empresa familiar refinadora en el departamento de Masaya. A mayor escala, la empresa *Sugar Energy and Rum* (SER) ha invertido significativamente en una planta que tiene una capacidad para producir unos 18 millones de litros de etanol al año, para ser exportado en su mayor parte a Europa.

e) Panamá

Existen varios proyectos para producir a pequeña escala biodiesel; por ejemplo, en la provincia de Chiriquí funcionan dos plantas que lo producen. Algunas iniciativas para generar etanol aparecen en la industria del azúcar, pero, como en la mayor parte de los países de la subregión, todavía no hay un marco legal para comercializar biocombustibles para el transporte automotor.

**B. PROGRAMA DE BIOCOMBUSTIBLES DE COSTA RICA.
AVANCES Y LECCIONES APRENDIDAS**

A fines de 2006, en el norte del país, Costa Rica ejecutó un programa piloto de mezcla de gasolina con 7% de bioetanol. Para 2008, las autoridades habían programado extender el uso de gasohol y biodiesel en todo el país. En el escenario base inicial de introducción de mezclas de biocombustibles se consideraba incrementar el porcentaje de las mezclas, hasta que en 2002 se alcance entre 15% y 20% de biodiesel y 10% de etanol (véase el cuadro 16). Este cronograma coincide con iniciativas similares que se llevan a cabo en otros países (véase el cuadro 17).

Por diversas razones, los plazos no se han cumplido. A continuación se presenta el estado actual del programa y también se analizan las causas del retraso, con el fin de obtener lecciones y detectar áreas de oportunidad que puedan ser consideradas en el resto de los países del Istmo Centroamericano.

CUADRO 16
COSTA RICA: ESCENARIO BASE DE INTRODUCCIÓN DE MEZCLAS
DE BIOCOMBUSTIBLES AL CONSUMO NACIONAL, 2008-2012

Año	Porcentaje de mezcla	
	Biodiesel	Etanol
2008	5-10	7,5-10
2009	10-15	10
2010	15-20	10
2011	15-20	10
2012 en adelante	15-20	10

Fuente: Comisión Nacional de Biocombustibles de Costa Rica

CUADRO 17
TENDENCIAS EN EL USO DE BIOCOMBUSTIBLES

País	Incentivos	Meta de utilización
Canadá	Exención de impuestos de 10 ¢ por litro de etanol mezclado y 4 ¢ por litro de biodiesel	Mínimo 5% de uso de etanol y biodiesel para 2010
Brasil	Impuestos al valor agregado a combustibles y otros representan 50% de lo aplicado a derivados de petróleo	Mezcla obligatoria entre 20% y 25% de etanol con gasolina, dependiendo de la situación del mercado
Estados Unidos	Crédito en los impuestos federales 0,52 dólares por galón de etanol puro	El estándar de combustibles renovables establece usar 36 billones de galones de biocombustibles para 2022, de los que 21 billones no pueden provenir de cultivos de maíz
Unión Europea	Varía de un país a otro, de 0% a 100%	Uso de 5,75% de biocombustibles para 2010
Australia	Exención total de impuestos	Se deben producir 350 millones de litros de biocombustibles para 2010
China	Se exonera del pago de 5% del impuesto al consumo y 17% al valor agregado	Se utilizarán 8.800 millones de litros de biocombustibles para 2020

Fuente: Roldán, 2009, *Evaluación del programa de biocombustibles de Costa Rica*, inédito.

1. Antecedentes del programa nacional de biocombustibles

Con el propósito de analizar el programa de biocombustibles, se delimitan los factores que han afectado su implementación, especialmente los relacionados con las inversiones en la logística de distribución e identificar los aspectos centrales que deben ser tomados en cuenta para futuros programas.

Es importante señalar que, en el caso de Costa Rica, entre los factores que han contribuido a buscar opciones para reemplazar los combustibles fósiles por fuentes renovables de energía, se encuentran: los aumentos en el precio internacional de petróleo, que han promovido la toma de acciones en busca de reducir la dependencia energética, y el tema del cambio climático. Ambos factores se tomaron en cuenta para emitir los dos decretos siguientes:

a) El Decreto Ejecutivo 31087-MAG-MINAE, emitido el 20 de febrero de 2003, crea la Comisión Técnica de Trabajo MAG-MINAE-RECOPE-LAICA con el fin de formular, identificar y diseñar estrategias para el desarrollo del etanol anhidro en sustitución del Metil-Terbutil Éter (MTBE) en la gasolina.

b) El Decreto 31818-MAG-MINAE (emitido un año después), con el que se crea la Comisión Técnica de Trabajo del Estudio del Biodiesel, con el objetivo de formular, identificar, diseñar y recomendar estrategias para el desarrollo del biodiesel producido nacionalmente, así como utilizar materias primas locales. Además, este decreto promueve la vinculación de los sectores nacionales, ambiente, energía y agropecuarios.

A pesar de que ambas comisiones iniciaron sus labores de acuerdo con lo establecido en los decretos correspondientes, la falta de recursos para realizar los estudios técnicos y económicos necesarios retrasó los programas, y no fue sino hasta fines de la Administración en curso (la administración 2002-2006, a cargo de Abel Pacheco) que se inició la ejecución de un proyecto piloto en la zona de Guanacaste y el Pacífico Central de Costa Rica.

Posteriormente con la entrada del gobierno de Óscar Arias Sánchez, se tomó la decisión de unificar el trabajo desarrollado por las comisiones de etanol y biodiesel en una sola Comisión Nacional de Biocombustibles (CNB). Esta comisión se conformó el 22 de agosto de 2006 mediante la promulgación del Decreto Ejecutivo N° 33357-MAG-MINAE, que estableció que el Ministro de Ambiente y Energía nombraría al coordinador de CNB y que los objetivos de la misma serían:

a) Elaborar un proyecto de Ley para potenciar el uso de biocombustibles y otras energías renovables mediante el aprovechamiento sostenible de las capacidades y recursos del sector agropecuario costarricense.

b) Potenciar el desarrollo de la industria nacional de biocombustibles.

c) Incorporar la producción agroindustrial y el consumo de biocombustibles a nivel nacional en forma sostenible.

De esta forma, este decreto establece las actividades relacionadas con la producción de biocombustibles, incluidas la investigación y el desarrollo, la provisión y producción de materia prima e insumos para la producción, la industrialización y la transformación de biocombustibles, la sustitución de combustibles fósiles, la industrialización y transformación, la comercialización y el consumo, así como, la sustitución de combustibles fósiles. Además, prohíbe el uso del Metil terbutil Eter (MTBE) como oxigenante e incrementador del octanaje en las gasolinas y establece como límite inicial en la adición de biocombustibles a los combustibles fósiles, de 0% a 8% (volumen/volumen) si se trata del bioetanol, y de 0% a 5% (volumen/volumen) en el caso del biodiesel.

Por otra parte, el decreto indica que los Ministerios de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) y de Agricultura y Ganadería (MAG), de acuerdo con sus respectivas competencias legalmente determinadas, serán las entidades responsables de promover, organizar, implementar, asegurar y fiscalizar el desarrollo y seguimiento del Programa Nacional de Biocombustibles. En lo referente a su cadena de valor, se incluyen la producción, el transporte, el almacenamiento, la distribución y la comercialización mayorista y al detalle.

También se asigna una serie de responsabilidades y potestades a RECOPE (Refinadora Costarricense de Petróleo) para ejecutar el Programa Nacional de Biocombustibles; por ejemplo, se le autoriza a instalar plantas de producción de biocombustibles, a realizar las inversiones necesarias para la mezcla de los biocombustibles, su almacenamiento, transporte, comercialización, entre otras.

Cabe señalar que en el Plan de Gobierno del Presidente Óscar Arias se establecieron varias políticas nacionales de desarrollo que incluían el Plan Nacional de Desarrollo (PND), la iniciativa de paz con la naturaleza y las políticas energéticas, mediante cuatro objetivos: seguridad del abastecimiento energético y del acceso a la energía; cambio climático y desarrollo sostenible; reactivación de la agricultura nacional, y mejora del desarrollo social.

2. Causas del retraso del Programa Nacional de Biocombustibles

Las acciones del PNB fueron agrupadas en cuatro áreas: distribución y comercialización; reactivación del agro y desarrollo social; acciones carbono-neutral, y sostenibilidad agroambiental.

A pesar de que con el PNB se pretendía iniciar, en el segundo trimestre de 2008 el consumo nacional de biocombustibles, a la fecha (fin de 2009) no se ha logrado distribuir combustibles mezclados con etanol o biodiesel. Las causas principales son:

a) Liderazgo en el desarrollo de las iniciativas

Ambas comisiones, la de etanol y la de biodiesel, fueron coordinadas directamente por el MAG, por lo que probablemente ha incidido la presión que ejercerían los actores del sector agropecuario, en el impulso de estas iniciativas. Lamentablemente, la creación de estas comisiones tuvo lugar en períodos en que los precios de los productos agrícolas utilizados en la producción de biodiesel y el precio internacional del etanol aumentaron⁴⁹; de ahí que los productores tanto de aceite de palma como de etanol no presionaron adecuadamente al MAG para desarrollar estas iniciativas más aceleradamente.

b) Establecer comisiones separadas

El hecho de conformar dos comisiones generó una duplicidad de funciones e impidió realizar un plan nacional único que constituyera las acciones necesarias para impulsar el desarrollo de biocombustibles en Costa Rica.

c) Normativa

La ley de Zona Franca de Costa Rica establece medidas estrictas para “nacionalizar” los productos obtenidos bajo este régimen. Tanto la destilería de etanol que posee LAICA (Liga de la Caña y el Azúcar de Costa Rica), como una buena parte de la producción de aceite de palma, se encuentran bajo este régimen, por lo que se incrementó el costo para la producción de biocombustibles.

⁴⁹ De hecho, la producción nacional de etanol ya se había colocado con más de un año de anticipación. Incluso, la ejecución del proyecto piloto de uso de etanol en la gasolina regular vendida en la zona pacífica de Costa Rica tuvo que ejecutarse con etanol brasileño.

d) Crisis alimentaria

A fines de 2007 se inició una escalada mundial en los precios de los alimentos, relacionada con la dedicación de áreas importantes a la producción de materias primas para producir biocombustibles. La presión de diferentes organizaciones nacionales e internacionales provocó que los políticos de Costa Rica vieran con cautela cualquier iniciativa para fomentar el uso de biocombustibles a partir de materias primas, cuya obtención competía con el suministro de alimentos.

e) Conformación de la Comisión Nacional de Biocombustibles

La estructura de conformación dejó claro que algunos miembros debieron ser considerados más como órganos consultores que como miembros activos. Por ejemplo, la participación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y los Colegios Profesionales de Ingenieros Químicos, cuya responsabilidad directa en el desarrollo de los biocombustibles en Costa Rica no existe.

f) Inclusión de otras iniciativas en el Programa

El PNB contiene varias iniciativas que trascienden el uso propio de biocombustibles en el diesel y la gasolina. Por ejemplo, inducir acciones con el fin de contar con un seguro colectivo de cosechas, convertir empresas de transporte en empresas de carbono neutro, implementar rutas de transporte limpio y carbono neutral, importar vehículos y equipos de tecnologías eficientes, diseñar e implementar el sello de EcoBioenergía, elaborar un Sistema de Gestión de Calidad en prácticas ambientales, energéticas y de salud, y crear un sistema nacional de financiamiento de la bioenergética nacional.

g) Baja disponibilidad de biocombustibles

A pesar de que Costa Rica produce etanol, aún no ha salido al mercado, por lo que la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) ha tenido que recurrir al mercado exterior para adquirir el etanol necesario para realizar el proyecto piloto en la zona del Pacífico. En el caso del biodiesel, la producción nacional aún es baja, sobre todo porque el costo internacional del aceite de palma no permite obtener biodiesel a precios competitivos con el petrodiesel. La CNB ha considerado importante que primero se genere un mercado interno que facilite y motive a los productores nacionales a producir el biodiesel; sin embargo, ellos mismos han manifestado la necesidad de obtener incentivos fiscales. Esta situación ha generado una presión interna en contra del uso del biodiesel y podría poner en riesgo el desarrollo del programa en el largo plazo.

h) Aspectos relacionados con la calidad y efectos en los vehículos de los biocombustibles

Como ciertas experiencias negativas se presentaron en vehículos que participaron en el programa piloto y que no fueron advertidas oportunamente, hubo la necesidad de replantear las actividades. Esta situación se habría podido evitar si se hubiese contado con una campaña más efectiva de promoción de las mezclas de etanol y gasolinas.

Además, entre las primeras acciones que debían realizarse de acuerdo con el cronograma de actividades del Plan Nacional de Biocombustibles se encontraban: la retrasada emisión del Decreto de Biocombustibles⁵⁰ y el Proyecto de Ley de Biocombustibles, cuyo único avance ha sido la presentación del proyecto de Ley de Promoción de las Energías (el 16 de junio de 2009). Sin embargo, dentro de esta propuesta el único incentivo real para promover la producción de biocombustibles es la exoneración del pago del impuesto sobre la renta sobre los ingresos derivados de la generación y venta de biocombustibles por un período máximo de 10 años.

Existen además actividades pendientes que se deberán concluir antes del 31 de marzo de 2010 para arrancar el programa de mezclas, por ejemplo:

i) Adecuar las instalaciones de RECOPE

Se ha determinado que es necesario realizar ciertas inversiones menores (véase el cuadro 18) con el fin de adecuar las instalaciones de almacenamiento y descarga de combustibles. En el caso del etanol, estas inversiones consisten en eliminar los respiradores de los tanques de gasolina e instalar válvulas de doble vacío. En el caso del biodiesel, es necesario instalar un sistema para descargar biodiesel de los camiones cisterna.

CUADRO 18
COSTA RICA: INVERSIONES NECESARIAS PARA ADECUAR LAS INSTALACIONES
DE RECOPE PARA LA UTILIZACIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES

Descripción	Monto (dólares)
Total	983 685
Dosificador de etanol	245 250
Dosificador de biodiesel y sistema de descarga de camiones	436 300
Ampliación del sistema eléctrico	112 135
Instalación de tanque de biodiesel	150 000
Conversión de tanque de MTBE	15 000
Modificación de tanques de gasolina	25 000

Fuente: Roldán, 2009, *Evaluación del programa de biocombustibles de Costa Rica*, inédito.

⁵⁰ Esta actividad estaba programada para que se realizara en el primer trimestre de 2008, pero no fue sino hasta enero de 2009 que se emitió el Decreto Ejecutivo 35091MAG.

j) Campaña de divulgación

Con estas campañas se busca capacitar al personal de las estaciones de servicio y talleres mecánicos acerca de los beneficios de la utilización de biocombustibles. Se contemplan dos etapas: la primera estará concluida para el 30 de marzo de 2010 y en ella se capacitará a los propietarios de talleres de servicio y se anunciará el programa mediante publicidad en medios de comunicación. La segunda etapa consiste en capacitar estaciones de servicio, transportistas y personal operativo de RECOPE, que se realizaría desde diciembre de 2009 hasta febrero de 2010.

k) Desarrollo de Normativa de Verificación de Calidad

Consiste en establecer pruebas de calidad en planteles, cisternas y estaciones de servicio y se planea que se finalice a fines de 2009.

l) Tramitación y resolución de márgenes de estaciones de servicio

Dada la necesidad de realizar ciertas tareas de mantenimiento preventivo, como la limpieza de tanque, filtros, entre otras, se deberá solicitar a la ARESEP que fije una tarifa extraordinaria que reconozca estos gastos adicionales. Ésta se planea que esté lista a fines de 2009 y que entre en régimen a principios de 2010.

3. Lecciones del Programa de Biocombustibles de Costa Rica

La experiencia costarricense ha dejado muchas lecciones para programas similares que se plantean en los países del Istmo Centroamericano. Sin embargo, cabe destacar que Costa Rica cuenta con la ventaja de poseer un único actor identificado con el programa en el sector de importación, refinación y distribución de combustibles.

Como generalmente se trata de mercados liberalizados, en el resto de los países existen varios actores, por lo que las tareas regulatorias son más complicadas y determinantes para el éxito del programa. Se debe poner atención en los siguientes aspectos:

a) Para definir objetivos, se recomienda que los programas de biocombustibles consideren al menos los siguientes objetivos:

- i) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen con el cambio climático.
- ii) Disminuir la vulnerabilidad económica que representa la dependencia de fuentes de energía del exterior y el riesgo ante crisis energéticas que eleven los precios del petróleo.
- iii) Estimular las actividades agroindustriales y la generación de empleo que esto conlleva.

b) Establecer una única comisión para desarrollar biocombustibles, con un máximo de 6 representantes, coordinados por un funcionario proveniente del Ministerio que regula el sector de energía, el ambiental o la Dirección de Hidrocarburos. Además, esta comisión debe contar con un representante del sector agropecuario, otro del sector agroindustrial, de las empresas distribuidoras de combustibles, del Ministerio de Agricultura, y de los importadores de vehículos.

Es conveniente que el trabajo de esta comisión sea permanente con el fin de realizar un análisis continuo del avance del programa y de las iniciativas para fomentar la producción local de biocombustibles.

- c) El plan de acción debe incluir las siguientes actividades:
- i) Determinar y ejecutar las modificaciones a las infraestructuras existentes para almacenar, preparar, certificar y distribuir combustibles.
 - ii) Analizar el parque automotor para establecer los límites máximos en la adición de biocombustibles.
 - iii) Diseñar y llevar a cabo una campaña de promulgación dirigida a todos los sectores involucrados, incluido el consumidor final.
 - iv) Establecer procedimientos de operación para cada una de las actividades de la cadena de suministro de combustibles.
 - v) Definir normas de calidad y criterios de verificación en cada etapa del proceso de preparación y distribución de combustibles.
 - vi) Certificar instalaciones tanto para el manejo de los biocombustibles como de las mezclas con la gasolina y el diesel.
 - vii) Definir estrategias para adquirir y distribuir los biocombustibles.
 - viii) Constituir la normativa necesaria para promover la producción y el uso de biocombustibles.

Por último, asignar los recursos requeridos para realizar las diferentes actividades propuestas por la comisión, en especial los estudios técnicos y económicos necesarios.

IV. OTRAS ACCIONES REALIZADAS POR LOS PAÍSES PARA CUMPLIR LA ESTRATEGIA 2020

A continuación se presenta un resumen breve de las principales acciones llevadas a cabo por los países en áreas identificadas como prioritarias en la *Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020*, en especial las relacionadas con la eficiencia energética y la diversificación de la matriz energética por fuentes no renovables.

1. Ahorro y uso eficiente de la energía (AUEE)

En todos los países de la subregión se ejecutan programas de AUEE, aunque con diferentes intensidades y apoyos políticos. Por ejemplo, Costa Rica tiene iniciativas bien estructuradas y con un fuerte apoyo gubernamental, mientras que en los otros países, como respuesta a la escalada de los precios del petróleo en 2003 y 2004, las acciones de ahorro y uso eficiente de energía cobraron mayor importancia. En 2004 los países del Istmo Centroamericano aprobaron un Plan de Emergencia Energética de Centroamérica e iniciaron la búsqueda de financiamiento para ejecutar las acciones contenidas en dicho plan. Actualizado varias veces, al tomar como insumos los respectivos planes y medidas nacionales que se adoptaban para contener los impactos de la crisis petrolera, dicho plan es uno de los antecedentes de la Matriz de Acciones para la Integración y Desarrollo Energético de Centroamérica, que coordina la Unidad de Coordinación Energética del SICA (UCE-SICA). El AUEE ha estado presente, tanto en el plan como en la Matriz en mención. A continuación se presenta un resumen de las principales acciones y la situación observada hasta fines de 2008.

a) Costa Rica

Costa Rica fue el primer país de la subregión en adoptar un marco legal para promover la eficiencia energética⁵¹. Dentro de las iniciativas impulsadas recientemente se encuentran las siguientes: el Plan de Contingencia Petrolera (campaña de información sobre ahorro de combustibles); incentivos fiscales para vehículos eficientes (para promover el uso de automóviles híbridos combustible-electricidad); ahorro de energía eléctrica del sector público (medidas inmediatas de ahorro de electricidad); cambio de horario en la administración pública (para reducir el tráfico vehicular), y la Directriz uso del Tren GAM (relacionada a poner en marcha nuevamente el tren de la Gran Área Metropolitana). Otras acciones recientes y aspectos relevantes son:

i) La Dirección Sectorial de Energía (DSE) del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) finalizó recientemente la “*Evaluación Técnico Económica de Opciones*

⁵¹ A fines de 1994 se aprobó la Ley 7447 sobre Regulación del Uso Racional de Energía y su respectiva reglamentación (Decreto 25 584 de 1996). En 1999 se publicó un Decreto que listaba los equipos que resultaban exonerados conforme a la Ley 7447. En 2001 se promulgó el Reglamento Técnico (RTCR) 374-98 MINAE para la eficiencia energética y el etiquetado para refrigeradores y congeladores, que seguía a otro RTCR (2000), que definió la eficiencia mínima de las lámparas fluorescentes rectilíneas, compactas y circulares. En 2004 se creó el Laboratorio Costarricense de Metrología (LACOMET) y el Ente Costarricense de Acreditación, ambos dentro del marco del Sistema Nacional de Calidad creado por Ley 8279 de 2002. En agosto de 2007, el Decreto 33 880 prorrogó las actividades definidas en la Norma Transitoria de la Ley 8279, para avalar el funcionamiento de INTECO (Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica) como Ente Nacional de Normalización (la prórroga es por los siguientes cinco años, y termina en 2012).

Tecnológicas para el Aprovechamiento de la Biomasa como Fuente Energética". En forma conjunta con el Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO), se trabaja en una propuesta de "*Normas de Eficiencia Energética y desempeño ambiental de vehículos automotores de combustión interna*".

ii) El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) cuenta con laboratorios acreditados para proyectos de normalización en eficiencia energética, como el de las mediciones de equipos eficientes (lámparas fluorescentes compactas, refrigeradores domésticos y comerciales y equipos de aire acondicionado) y la certificación del cumplimiento de normas técnicas (papel clave, ya que es el único laboratorio de la subregión que realiza esa actividad). En su página electrónica, el ICE ha incluido una serie de consejos de ahorro para los sectores residencial y empresarial. En febrero de 2008 se inició un programa de luminarias eficientes (con la siguiente promoción: comprar tres lámparas fluorescentes compactas –LFC– y pagar sólo dos). Con este programa se espera reducir 30 MW la demanda de punta del sistema y disminuir la producción de energía eléctrica (40 GWh/año). Hasta febrero de 2009 se habían vendido cerca de 1,5 millones de unidades LFC.

iii) La Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) tiene una Dirección de Innovación y Eficiencia Energética, que ofrece al público interesado en aprender e implementar programas de uso eficiente de la energía, una serie de servicios que van desde programas educativos, hasta estudios técnicos para identificar alternativas que ayuden a conservar energía. La CNFL ha desarrollado últimamente varias actividades dirigidas especialmente a sus clientes, como: Asesoría sobre Eficiencia Energética, Proyecto Tele-Asesoría, Programa de Eficiencia Energética en el Sector Público, Proyecto de Iluminación Eficiente, Programa de Eficiencia Energética Sector General, Auditorías eléctricas, Proyecto Altos Consumidores.

iv) El INTECO desarrolla una metodología para implementar el Proyecto de Normalización de Eficiencia Energética y Etiquetado. El avance significativo de los últimos dos años ha generado diversas normas de eficiencia energética.

Al igual que en otros países, como no se ha sistematizado el seguimiento de resultados de los programas de eficiencia energética, la estimación de beneficios debe hacerse de manera indirecta.

b) El Salvador

En el marco político, normativo e institucional se creó recientemente el Consejo Nacional de Energía (CNE), autoridad superior, rectora y normativa en materia de política y estrategia. Uno de sus objetivos principales es promover el uso racional de la energía y todas aquellas acciones necesarias para desarrollar los recursos de energías renovables, y considerar las políticas para proteger el Medio Ambiente, emitidas por el Órgano competente⁵².

El plan operativo de la CNE incluye gestionar recursos para proyectos de eficiencia energética y aplicar una serie de medidas de AUEE (auditorías, iluminación eficiente, desarrollo de normas, entre otras), incluso implantar proyectos piloto, identificar la información necesaria en la demanda de energía, desarrollar mecanismos financieros y preparar propuestas de proyectos de eficiencia energética. Las principales iniciativas en ejecución son:

⁵² Anteriormente, el tema de la eficiencia energética estaba a cargo de la Dirección de Energía Eléctrica (DEE), adscrita al Ministerio de Economía (MINEC).

i) La Organización de Estados Americanos (OEA), con la Fundación Centro Nacional de Producción más Limpia de El Salvador (CNPML), impulsan el “Programa de asistencia técnica en eficiencia energética para medianas y pequeñas empresas”.

ii) El MINEC, por conducto del Fondo de Desarrollo Productivo (FONDEPRO), cuyo objetivo es fortalecer la competitividad, calidad, innovación y tecnología de pequeñas y medianas empresas, ha apoyado proyectos de eficiencia energética.

iii) La UCE-SICA, dentro de la matriz de acciones referida, realizó recientemente un estudio para mejorar la eficiencia energética de los sistemas de bombeo de agua en tres municipios de El Salvador. Dicho estudio constituye uno de fácil difusión en los municipios del país.

c) **Guatemala**

En el marco institucional, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) es la institución rectora del sector de energía y encargada de impulsar los programas de AUEE. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), entidad reguladora, también ha creado una unidad encargada de promover la eficiencia energética.

Se han discutido iniciativas para eliminar paulatinamente las lámparas incandescentes, modificar el horario en el verano y crear un fondo para financiar programas de AUEE.

Con la asistencia técnica de OLADE y el apoyo financiero de la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (CDI), se elaboró una propuesta para conformar el Consejo Nacional de Eficiencia Energética (CONEE).

Otras acciones e iniciativas impulsadas son:

i) Campaña de AUEE en los subsectores de electricidad e hidrocarburos (ahorro de combustibles).

ii) Plan centinela: para vigilar y fiscalizar constantemente la cadena de comercialización de combustibles y velar porque la calidad y cantidad sean las apropiadas.

iii) Cambiar de bombillas incandescentes por bombillas ahorradoras.

iv) Educación escolar para aprovechar los recursos naturales y el ahorro y uso eficiente de la energía.

v) Auditorías energéticas y estudios de potencial en AUEE en la industria.

vi) Plan de AUEE en el sector eléctrico.

- vii) Apoyar a la conformación de Empresas de Servicios Energéticos (ESCO) en el desarrollo de programas de modernización y ahorro del alumbrado público⁵³.
- viii) Campañas de comunicación para reemplazar lámparas incandescentes.
- ix) Establecer, en apoyo a la Comisión Guatemalteca de Normas (COGUANOR), un conjunto de normas técnicas para la eficiencia energética.
- x) Diseñar e implantar un fideicomiso para apoyar el financiamiento de medidas AUEE.
- xi) Programas de capacitación a operadores de vehículos y administradores de flotillas vehiculares.
- xii) Integrar grupos de trabajo temáticos para analizar tecnologías asociadas al transporte o al uso de combustibles y electricidad.

En el transporte público, en 2007 la Municipalidad de la Ciudad de Guatemala puso en servicio la primera línea de un sistema de autobuses articulados, denominado *Transmetro*, que permite transportar gran cantidad de personas, desde los municipios del sur de la metrópoli, hasta la zona central (10 km de longitud, 10 intersecciones, circulación en contrasentido, paradas a cada 500 a 800 m y accesos por pasarelas)⁵⁴. Una segunda fase (Corredor Central) está actualmente en construcción (de 8,6 km de vía exclusiva y 3 de carril preferencial). Otras medidas tomadas incluyen regular los horarios del transporte pesado en la zona metropolitana y utilizar carriles reversibles para dar fluidez al tráfico en las horas pico.

d) Honduras

En Honduras han existido diversas iniciativas aisladas para formular e implementar lineamientos de políticas, que hasta la fecha no han logrado su objetivo, ya que se han encontrado con obstáculos principalmente asociados a la voluntad política. La presencia de los subsidios (en electricidad y en algunos hidrocarburos) no ha favorecido a las iniciativas de AUEE.

La Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) es la institución rectora del sector de energía, y por medio de la Dirección General de Energía (DGE) promueve programas de eficiencia energética. En el subsector eléctrico, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) ha ejecutado varios programas de AUEE. En 2007 fue creado el Grupo Interinstitucional para el Uso Racional de la Energía (GIURE), en el que participan la DGE/SERNA, la ENEE, la Universidad Nacional Autónoma de Honduras y el Consejo Hondureño de la Empresa Privada.

⁵³ Por ejemplo, en la Municipalidad de la Ciudad de Guatemala evalúan colocar luminarias de tecnología LED (diodo emisor de luz) de diferentes tamaños, a los cuales les realizan mediciones eléctricas y lumínicas. A partir de los resultados, podrían continuar con un proyecto para cambiar todas las luminarias de la ciudad. Estiman para dicha tecnología una eficiencia lumínica de 130 lumen/ vatio, 100.000 horas de duración, alta eficiencia energética (hasta de 70% de ahorro en consumo energético), reducir pérdidas por mejoramiento del alto factor de potencia, y menor contaminación visual y del ambiente.

⁵⁴ El proyecto se ejecuta bajo la modalidad "Llave en Mano", e incluye el equipo y control de prepago. Con 60 unidades en la primera fase, se espera que transporte cerca de 180.000 pasajeros diarios (<http://www.nuestramuni.com/>).

Los avances y resultados recientes en materia de AUEE son:

- i) Proyecto Generación Autónoma y Uso Racional de la Energía Eléctrica (GAUREE), fase II, orientado a promover el uso racional de la energía eléctrica. En el marco de este proyecto se llevó a cabo la campaña nacional educativa “Aprendiendo el Uso Racional de la Energía Eléctrica”.
- ii) Proyecto de Eficiencia Energética en los Sectores Industrial y Comercial de Honduras (PESIC), iniciado en 2005, y ejecutado por el Consejo Empresarial Hondureño para el Desarrollo Sostenible (CEHDES), bajo la supervisión y respaldo del PNUD. Este proyecto ofrece asistencia técnica a empresas para identificar y evaluar las principales oportunidades de ahorro de energía y apoyar a las instituciones para formular y aplicar políticas, programas y proyectos de eficiencia energética.
- iii) Proyecto para colocar lámparas fluorescentes compactas (LFC) en el sector residencial. Se entregaron 6 millones de unidades de LFC a los abonados residenciales de la ENEE.
- iv) Campaña Nacional para el Uso Racional de la Energía en el sector gubernamental.

e) Nicaragua

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) impulsa los temas de eficiencia energética, por medio de la Dirección General de Electricidad y Recursos Renovables.

En 2006, la anterior Comisión Nacional de Energía (CNE) inició el proceso de diseño y preparación del Programa de Eficiencia Energética en Nicaragua. Este Programa vigente cuenta con el apoyo económico y financiero del BID.

Los avances y resultados recientes en materia de AUEE son:

- i) Elaborar auditorías energéticas en los sectores industria, comercio y servicios, así como apoyar la implantación de proyectos piloto.
- ii) Identificar las principales medidas de ahorro de energía en los sectores residencial y general (gobierno, hospitales y escuelas) y alumbrado público, así como apoyar la implementación de proyectos piloto.
- iii) Normar la eficiencia energética (como manda el Decreto de Ordenamiento del Uso de la Energía)⁵⁵.
- iv) En el sector transporte, con la colaboración de instituciones involucradas en el sector (Ministerio de Transporte e Infraestructura, Alcaldía de Managua, Policía Nacional), se preparó el

⁵⁵ El Decreto Presidencial 2-2008 (Ordenamiento del Uso de la Energía) orienta al Ministerio de Energía y Minas (MEM) a coordinar y poner en vigencia normas, resoluciones y disposiciones administrativas para el uso de la energía en forma racional y eficiente. Las normas recientemente aprobadas se refieren a la importación de los equipos eléctricos e incluyen: lámparas fluorescentes compactas autobalastadas, lámparas incandescentes de uso doméstico y similares, equipos de refrigeración comercial, refrigeradores y congeladores electrodomésticos y motores de corriente alterna, trifásicos de inducción, tipo jaula de ardilla.

Programa de Ahorro de Combustible en el Sector Transporte. La meta es disminuir 7,5% el consumo de combustible (gasolina y diesel) a nivel nacional.

f) Panamá

La Secretaría Nacional de Energía es el organismo del Estado, cuyas funciones se relacionan con planificar, investigar, dirigir, supervisar, fiscalizar, operar y controlar las políticas globales y definir las estrategias operativas del sector para formular las políticas de energía panameñas. Además, Panamá cuenta con otros actores clave en este tema, como:

i) La Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM) ha tomado en cuenta la relevancia de la eficiencia energética dentro de la estrategia ambiental de cambio climático. La Unidad de Cambio Climático de la ANAM mantiene una campaña de divulgación mediante folletos, carteles y charlas sobre eficiencia energética y medio ambiente dirigidas a los funcionarios y a la comunidad.

ii) La Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) discute iniciativas para promover la eficiencia energética en la industria eléctrica, por medio de regulaciones *ad hoc*.

iii) Otras instituciones involucradas en la eficiencia energética son: la Dirección General de Normas y Tecnología Industrial, del Ministerio de Comercio e Industria (MICI); la Secretaría Nacional de Ciencia y Tecnología (SENACYT), y la Universidad Tecnológica de Panamá (UTP).

Entre los avances recientes en el tema de eficiencia energética se pueden mencionar:

i) Programas de Ahorro Energético del Sector Gobierno.

ii) Campañas de Divulgación de Medidas de Ahorro del Gobierno.

iii) Operación Bombillo: con este proyecto, a fines de 2008 se sustituyeron 3 millones de focos incandescentes por focos fluorescentes compactos en el sector residencial. Para 2010 se tiene previsto llevar a cabo una campaña de reemplazo a luminarias eficientes en las entidades públicas. Con estas acciones se espera reducir el consumo de energía eléctrica y la demanda máxima diaria (de por lo menos 60 MW en días hábiles).

iv) Existe una iniciativa para electrificar el transporte público por medio de un metro de superficie. Actualmente, se ha empezado la primera fase del proyecto (planificación, estimación de costos y viabilidad técnica).

2. Diversificación de la matriz energética con recursos no renovables

Todos los países han buscado diversificar la matriz energética y dar prioridad a las fuentes renovables de energía (FRE). Algunos países también han apoyado la diversificación de los combustibles fósiles, principalmente en la producción de electricidad. En los estudios de planificación indicativa del CEAC se

muestran en el mediano y largo plazo las ventajas de utilizar gas natural, sobre todo en los escenarios en los que se ha restringido el desarrollo de proyectos hidroeléctricos⁵⁶.

De las acciones recientes en materia de diversificación se mencionan:

a) Carbón

En Guatemala y Honduras las ofertas ganadoras en dos procesos de licitación recientes (2007 y 2008) realizados por una distribuidora de electricidad privada (Guatemala) y por la empresa eléctrica estatal (Honduras) correspondieron a dos proyectos carboeléctricos. En ambos casos, las decisiones se basaron en lo económico y la diversificación hacia el carbón reducirá en el mediano plazo la vulnerabilidad a los choques petroleros. En el largo plazo, ambos países confían en una mayor utilización de sus recursos renovables (CEAC, 2009).

b) Gas Natural

En mayo de 2008 la Asamblea Legislativa de El Salvador aprobó la Ley de Gas Natural (Decreto 630), cuyo objetivo es normar y regular la recepción, almacenaje, regasificación, transporte, distribución y comercialización del gas natural. Dentro de las consideraciones para aprobar dicha ley se menciona “que es de interés nacional promover la diversificación de la matriz energética mediante la utilización de fuentes energéticas no tradicionales que minimicen los impactos ambientales y puedan suministrarse de una manera confiable”. De esa forma, El Salvador es el primer país que da un paso firme para establecer un marco regulador para el gas natural, lo que seguramente favorecerá a futuras inversiones, tanto en generación termoeléctrica, como en nuevos desarrollos industriales. A este respecto, se debe mencionar el interés de inversionistas privados para construir terminales de recepción de gas natural y producir electricidad en el Puerto Cutuco (en el Golfo de Fonseca). En todos los estudios de planificación indicativa del segmento de la generación eléctrica de la subregión fue considerado un ciclo combinado a gas natural de 525 MW, a partir de 2013 (CEAC, 2009).

⁵⁶ El gas natural es el hidrocarburo que tiene el menor impacto ambiental por su alto contenido de hidrógeno. Su combustión produce entre 40% y 45% menos dióxido de carbono que el carbón, y entre 20% y 30% menos que los productos derivados del petróleo.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las fuentes renovables de energía y la eficiencia energética son opciones y alternativas estratégicas que sirven para ampliar la seguridad en el abastecimiento energético, tanto en los mercados nacionales como en el subregional. En ambas (las FRE y la eficiencia energética), los países del Istmo Centroamericano poseen un inmenso potencial, solamente explorado en una pequeña fracción. Las condiciones actuales pueden ser muy favorables para que la subregión continúe avanzando en dichos temas, de acuerdo con los lineamientos de la *Estrategia 2020*.

1. Conclusiones

a) Las FRE en la producción de electricidad

i) Desde la aprobación de la *Estrategia 2020* todos los países han avanzado en la producción de electricidad a partir de FRE. Son esfuerzos que iniciaron años atrás y que cobraron nuevo impulso con la escalada de precios del petróleo y sus derivados.

ii) Todos los países incentivan la producción de electricidad a partir de las FRE, aunque las acciones y estrategias han sido diferentes y responden a condiciones particulares de cada país y de cada industria eléctrica. Las experiencias y los resultados obtenidos se deben compartir.

iii) Por el número de proyectos hidroeléctricos en construcción, o con concesiones, licencias y estudios de factibilidad finalizados, Panamá, Costa Rica y Guatemala están colocados en una posición más favorable. El Salvador también ha dado pasos firmes, ya que recientemente inició la construcción de un proyecto hidroeléctrico con capacidad mediana. Honduras y Nicaragua presentan buenas expectativas, derivadas de los procesos de licitación, concesiones y contratos recientes, y sobre todo por la entrada en operación de un proyecto eólico.

iv) Los números de cierre de la industria eléctrica centroamericana a 2008 y los proyectos e iniciativas en curso muestran buenas perspectivas para que la subregión alcance en 2020 la meta propuesta en la *Estrategia 2020* (aumentar 11% de energía la participación en el mercado eléctrico subregional de fuentes renovables en la producción de electricidad, principalmente, mediante la construcción de centrales hidroeléctricas).

v) La entrada en 2010 de la red troncal del Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC), y la gradual consolidación de un mercado eléctrico subregional de mayor escala, ofrecerá nuevas oportunidades para las FRE, pero también nuevos desafíos. La competencia, ya conocida a nivel de mercados nacionales, entre las FRE y la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, podría impedir que se cumplan las metas de la *Estrategia 2020*. La planificación indicativa será una herramienta fundamental para alcanzar la meta de participación de las FRE dentro de la matriz de generación eléctrica de la subregión. Incluir los costos de emisión de gases de efecto invernadero en la producción de energía eléctrica, dentro de la valuación de escenarios de expansión, constituye un paso positivo en la planificación indicativa que realiza el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

vi) Los avances de la integración eléctrica, el desarrollo y madurez que ha alcanzando la institucionalidad de dicha integración y los compromisos adquiridos por los países y por las empresas públicas de electricidad (dentro del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional y dentro del SIEPAC) permiten identificar a la industria eléctrica subregional como pionera por los avances en varias componentes de cuatro de los cinco grupos de metas propuestos en la *Estrategia 2020* (metas de acceso a la energía por parte de la población con menos recursos; uso racional y eficiencia energética, fuentes renovables de energía y cambio climático). Por la importancia que la producción de electricidad tiene en la emisión de gases de efecto invernadero, la industria eléctrica también puede desempeñar un papel fundamental para que la subregión cumpla con los compromisos que se generen en la próxima Cumbre Mundial de Cambio Climático.

b) Los biocombustibles

i) Aunque las iniciativas y el interés por los biocombustibles han continuado, el volumen de derivados del petróleo sustituido todavía es muy pequeño. Entre los principales avances recientes están: la aprobación de la legislación de biocombustibles en Honduras, y la ampliación y/o construcción de nuevas destilerías por parte de algunos ingenios privados en Guatemala y Nicaragua (cuya producción de etanol es destinada a la exportación). El programa de biocombustibles de Costa Rica, una experiencia muy ilustrativa para los países vecinos, se ha rezagado, pero podría iniciar en 2010.

ii) Todos los países han realizado estudios y evaluaciones sobre la producción y uso sostenibles de biocombustibles. En algunos casos todavía no se han logrado los consensos acerca de la compatibilidad de los biocombustibles con las políticas agrícolas y de la seguridad alimentaria. La volatilidad del mercado petrolero también ha incidido en un menor interés de los agentes por los biocombustibles, en comparación con la situación expresada entre 2006 y 2008.

iii) Conformar cadenas sustentables de biocombustibles (producción, distribución, comercialización y consumo) requiere de un considerable esfuerzo, que, dependiendo de las características del sector agrícola y de la organización de la industria de los hidrocarburos, en algunos casos se puede complicar. Todos los países han dado los primeros pasos, aunque se ve lejana la meta propuesta en la *Estrategia 2020* (sustitución de 15% del consumo de derivados del petróleo en el transporte público y privado mediante el uso de biocombustibles).

iv) El transporte automotor es el principal usuario de combustibles derivados del petróleo. En la mayor parte de los países de la subregión no existe una vinculación formal y sólida entre las instituciones encargadas de los sectores de energía y transporte, para tratar asuntos relacionados con la eficiencia energética en el transporte. A pesar de lo anterior, todos los países presentan iniciativas interesantes para mejorar el transporte público y las vialidades en las zonas metropolitanas, la mayor parte de ellas impulsadas por las municipalidades de las ciudades capitales.

c) Ahorro y uso eficiente de la energía (AUEE)

i) En la agenda energética de los países, el AUEE es una de las prioridades. Los países han iniciado programas, proyectos e iniciativas nacionales, en varios casos con resultados muy significativos, aunque se carece de información suficiente para obtener indicadores sobre los resultados de los programas de AUEE. Parece existir una debilidad para monitorear los resultados de dichos programas. Aún falta mucho trabajo para lograr la sostenibilidad de estas actividades.

ii) Existen diferencias en los marcos regulatorios de la eficiencia energética, pero es posible establecer “denominadores comunes”; por ejemplo, a nivel de instituciones, los organismos rectores del sector de energía de los países (cuatro Ministerios, una Secretaría y un Consejo) tienen un papel central en la definición y promoción de los programas nacionales de eficiencia energética. A estos programas se han incorporado otras instituciones públicas (las oficinas encargadas de las normas, el sector privado y, en algunos casos, las universidades). Cabe destacar el papel que han empezado a desempeñar los organismos reguladores, en los casos de Guatemala y Panamá, que facilitaría la participación de las distribuidoras de electricidad privadas (empresas que manejan la mayor parte de la demanda eléctrica en dichos países, y a las que les corresponde la comunicación e intermediación con los usuarios finales de electricidad).

iii) En todos los países, las señales de precios de la energía —consecuencia de los altos precios del petróleo y sus derivados— han sido la principal motivación para promover iniciativas de AUEE, que han dado mayor énfasis en que se disminuya racional y eficientemente el consumo de energía, aunque todavía se depende excesivamente de la cooperación internacional para impulsar estos programas.

2. Recomendaciones

a) Es necesario e importante implementar mecanismos de monitoreo para dar seguimiento a los avances de la subregión en los temas y metas señalados en la *Estrategia 2020* (reducir de la dependencia de los hidrocarburos, aumentar la participación de las fuentes renovables, disminuir la emisión de gases de efecto invernadero, ampliar la cobertura de energía eléctrica, e incrementar la eficiencia en la oferta y demanda de energía). Un monitoreo oportuno permitirá tomar las acciones correctivas correspondientes.

b) La Unidad de Coordinación Energética del SICA (UCE-SICA), encargada de dar seguimiento al cumplimiento de la *Estrategia 2020*, deberá proponer y discutir los mecanismos de monitoreo referidos con los organismos de la integración energética regional: el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) y el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC). Un tercer grupo de consulta deben ser las oficinas encargadas de la planificación y políticas energéticas (foro constituido actualmente por medio de las Reuniones de Directores de Energía). Este sistema de monitoreo y consulta debe ser la base para la preparación de informes para Reuniones de Ministros responsables del sector energía de la subregión.

c) El esquema UCE-SICA, CEAC, CCHAC y los Directores de Energía conforma la base para continuar impulsando la integración energética subregional. La experiencia y logros en la integración de la industria eléctrica constituyen un ejemplo a seguir en los otros subsectores energéticos. Se deben realizar acciones para fortalecer el esquema referido.

d) Se deberá buscar la vinculación con otras instituciones regionales, especialmente las relacionadas con el transporte (principal usuario de hidrocarburos de la subregión) y las del sector agrícola (para tratar los temas de biocombustibles). De igual forma, se deberá mantener la comunicación y coordinación con la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD), responsable de la agenda ambiental subregional.

BIBLIOGRAFÍA

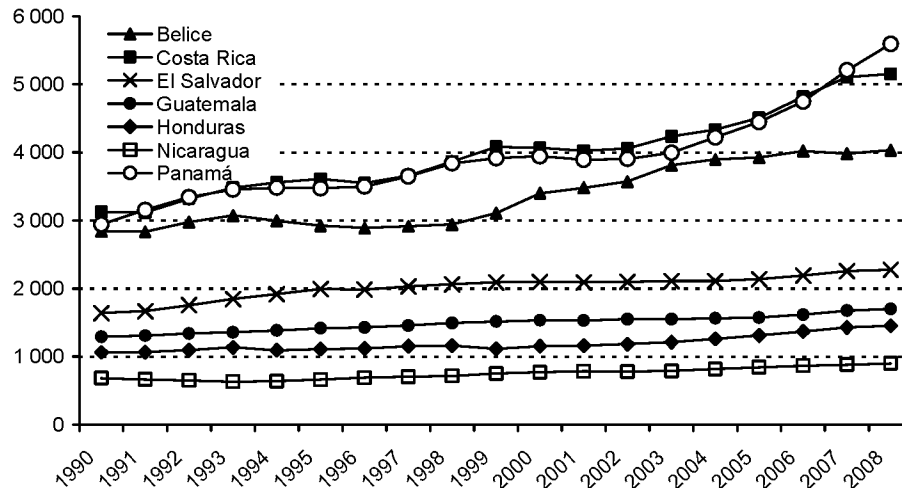
- BP (British Petroleum) (2009), *Statistical Review of World Energy 2009*, <<http://www.bp.com/statisticalreview>>, junio.
- CEAC (Consejo de Electrificación de América Central) (2009), *Plan indicativo regional de expansión de la generación, período 2009-2023*, mayo.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2009a), *Istmo Centroamericano: Estadísticas de hidrocarburos, 2008* (LC/MEX/L.934), México.
- _____ (2009b), *Panorama de la inserción internacional de América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile, agosto.
- _____ (2009c), *La crisis de los precios del petróleo y su impacto en los países centroamericanos* (LC/MEX/L.908), México, junio.
- _____ (2009d), *Istmo Centroamericano: Estadísticas del subsector eléctrico, informe preliminar del segmento de la producción de electricidad (Datos actualizados a 2008)* (LC/MEX/L.905), México, abril.
- _____ (2009e), *Enfrentando la crisis. Istmo Centroamericano y República Dominicana: Evolución Económica en 2008 y perspectivas para 2009*, México.
- _____ (2009f), *Situación y perspectivas de la eficiencia energética en América Latina y el Caribe*, documento de trabajo, elaborado con contribución del Ministerio Federal para el Desarrollo Económico de Alemania (BMZ) y la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GTZ), Santiago de Chile, septiembre, inédito.
- _____ (2008), *La energía y las metas del milenio en Guatemala, Honduras y Nicaragua* (LC/MEX/L.843 Rev.1), México, febrero.
- _____ (2007a), *Estrategia energética sustentable centroamericana 2020* (LC/MEX/L.828), México, diciembre.
- _____ (2007b), *Perspectivas para el biodiesel en Centroamérica: Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Honduras* (LC/MEX/L.791), convenio CEPAL/República Federal de Alemania, México, agosto.
- _____ (2007c), *Diagnóstico de los aspectos agrícolas para la producción de etanol a base de caña de azúcar en América Central* (LC/MEX/L.767), convenio CEPAL/República de Italia, México, marzo.
- _____ (2007d), *Panorama social de América Latina* (LC/G.2326-P), Santiago de Chile. Publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.06.II.G.133.
- _____ (2004a), *Estrategia para el fomento de las fuentes renovables de energía en América Central* (LC/MEX/L.620), México, agosto.
- _____ (2004b), *Perspectivas de un programa de biocombustibles en América Central* (LC/MEX/L.606), convenio CEPAL/República Federal de Alemania, México, marzo.
- CNCD (Centro Nacional de Despacho de Carga de Nicaragua) (2009), *Informes de operación diaria*, octubre (<http://www.cndc.org.ni/>).
- Cortez, Iván (2007), *Potencial y perspectivas de los biocombustibles en Nicaragua*, presentación en Power Point.
- DOE (Department of Energy of United States) (2009), *Sistema oficial de estadísticas energéticas de Estados Unidos* (<http://www.eia.doe.gov/>).
- Embajada de los Estados Unidos en Guatemala (2008), “Declaración Conjunta de Estados Unidos y Brasil sobre Ampliación de Cooperación en Biocombustibles para lograr Seguridad Energética”, *Boletines de Prensa*, Guatemala, noviembre.
- ENEE (Empresa Nacional de Energía Eléctrica) (2009), *Licitación de renovables de la ENEE*, documento electrónico de Internet (<http://www.enee.hn/licitaciones/>).
- FMI (Fondo Monetario Internacional) (2009), *Las Américas. Se evitó la crisis ¿Qué sigue ahora?*, Washington, D. C., octubre.
- Hernández, Evelyn (2008), *Estudio comparativo de la legislación latinoamericana sobre biocombustibles*, Servicio Holandés de Cooperación al Desarrollo SNV, Tegucigalpa, Honduras, julio.
- IEA (International Energy Agency) (2009), *How the Energy Sector can Deliver on a Climate Agreement in Copenhagen*, París, octubre.
- Inforpress (2009), “Proyecto mayor hidroeléctrica del Istmo”, Edición 1783, enero.
- La Nación (2009), “Aerogeneradores contaminan poco y producen en verano cuando falta el agua”, edición del 27 de septiembre.
- MEM Nicaragua (Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua) (2009), *Situación actual de los proyectos geotérmicos*, octubre (<http://www.mem.gob.ni/>).

- MEM Guatemala (Ministerio de Energía y Minas de Guatemala) (2009), *Informe de etanol*, octubre (<http://www.mem.gob.gt/>).
- MINAE (Ministerio de Ambiente y Energía) (2007), *Encuesta de oferta y consumo energético nacional a partir de la biomasa en Costa Rica, año 2006*, San José, Costa Rica julio.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2008), *Sistema de Información Económica Energética (SIEE)* (www.olade.org).
- PNUMA (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente) (2007), *Global Environment Outlook GEO4 Environment for Development*, Panamá.
- Quemé, Sergio, (2009), *Elaboración de metodología para la estimación del consumo de leña en Guatemala y Honduras*, mimeo.
- Roldán, Carlos (2009), *Evaluación del programa de biocombustibles de Costa Rica*, inédito.
- Rossi Machado Junior, Guilherme (2007), *Diagnóstico de los aspectos agrícolas para la producción de etanol a partir de caña de azúcar*, Proyecto BID/CEPAL, agosto, inédito.
- Rühl, Christof (2007), “BP Statistical Review of World Energy 2007”, junio.
- Schwartz, Peter y Doug Randall (2003), “An abrupt climate change scenario and its implications for United States National Security”, *Pentagon Report*, Estados Unidos.
- SG-SICA (Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana) (2007), “Avances de la integración centroamericana” [en línea] <www.sg-sica.org> (fecha de consulta: 10 de septiembre de 2007).
- Trainer, T. (2007), *Renewable energy can not sustain a consumer society*, Springer, Australia.

ANEXO

**ISTMO CENTROAMERICANO: CIFRAS RELEVANTES DEL
SECTOR ENERGÉTICO, 1990-2008**

GRÁFICO A-1
ISTMO CENTROAMERICANO: PIB PER CÁPITA, 1990-2008
(En dólares constantes de 2000)



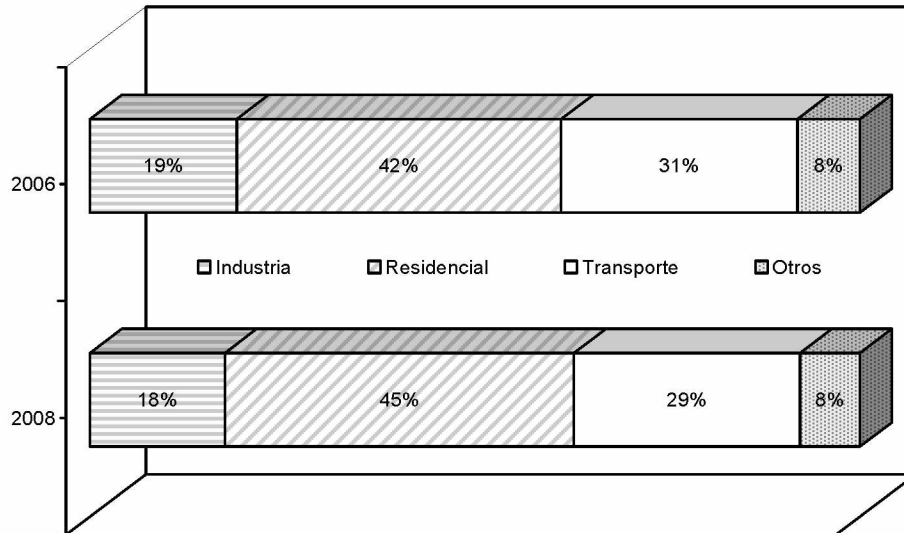
Fuente: ECLAC (2007) CEPALSTAT, base de datos de Internet
(<http://websie.eclac.cl/sisgen/i>).

CUADRO A-1
**ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE ENERGÍA
POR PAÍSES Y SECTORES, 2008**
(En porcentajes)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Industria	27	28	8	19	24	17
Residencial	20	33	66	46	48	23
Transporte	43	33	22	27	16	48
Otros	11	6	4	8	11	12

Fuente: SIEE, OLADE.

GRÁFICO A-2
ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE ENERGÍA
POR SECTORES, 2006 Y 2008



Fuente: SIEE, OLADE.

CUADRO A-2
ISTMO CENTROAMERICANO: COMPOSICIÓN POR SECTORES, 2008
(En porcentajes)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Industria	27	28	8	19	24	17
Residencial	20	33	66	46	48	23
Transporte	43	33	22	27	16	48
Otros	11	6	4	8	11	12

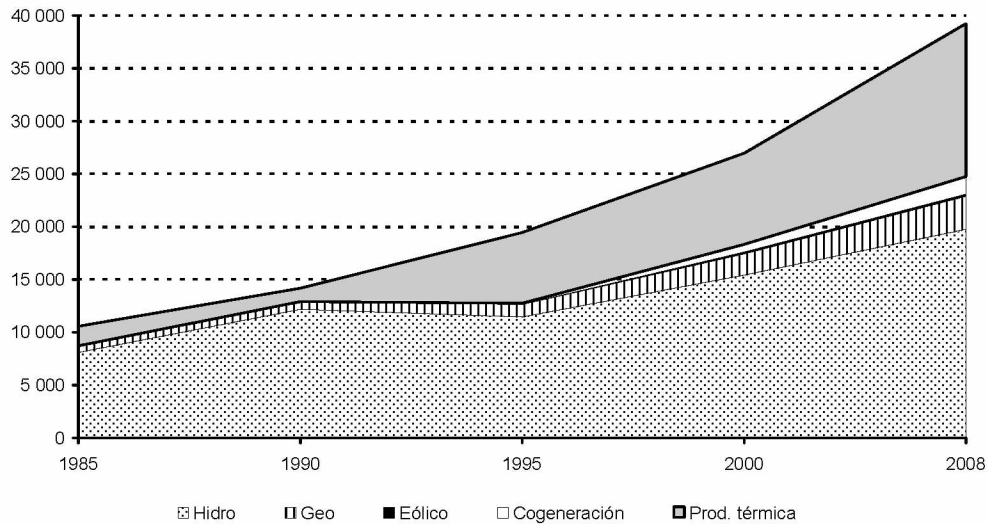
Fuente: SIEE, OLADE.

CUADRO A-3
ISTMO CENTROAMERICANO: COMPOSICIÓN POR SECTORES, 2008
(En porcentajes)

Agro, Pesca, Minería	Combustible	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Transporte	Gas licuado	0,5	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2
	Derivados del petróleo	99,5	99,9	99,9	100,0	100,0	99,8
	Total	100	100	100	100	100	100
Industria	Carbón mineral	1,5	0,0	0,0	10,5	0,0	0,0
	Leña	13,6	3,1	0,0	14,5	12,9	7,9
	Productos de caña	19,1	19,7	0,0	0,0	0,0	7,9
	Otras primarias	12,6	0,3	0,0	0,0	1,3	0,0
	Electricidad	16,2	20,9	34,2	17,1	7,4	9,1
	Derivados del petróleo	37,0	56,1	65,8	57,8	78,4	74,7
	Carbón vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
	Total	100	100	100	100	100	100
Residencial	Leña	55,9	67,1	92,3	86,2	91,1	61,3
	Electricidad	37,9	14,3	3,5	10,5	4,7	22,4
	Derivados del petróleo	6,2	18,5	3,7	3,3	4,1	16,1
	Carbón vegetal	0,0	0,0	0,5	0,0	0,1	0,2
	Total	100	100	100	100	100	100
Comercial, Servicio Público	Leña	10,3	0,0	47,7	0,0	21,7	0,0
	Electricidad	75,9	69,8	46,7	79,0	28,4	89,2
	Hidrocarburos	13,9	12,7	2,9	21,0	49,4	10,8
	Carbón vegetal	0,0	17,5	2,7	0,0	0,5	0,0
Total	100	100	100	100	100	100	
Agro, Pesca, Minería	Leña	0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	0,0
	Otras primarias	0,0	0,0	0,0	0,0	37,4	0,0
	Electricidad	41,0	0,0	0,0	0,0	14,2	8,4
	Derivados del petróleo	59,0	0,0	0,0	0,0	36,3	91,6
	Carbón vegetal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total	100	0,0	0,0	0,0	100	100
Construcción, Otros	Electricidad	10,7	100	0,0	0,0	20,7	0,0
	Derivados del petróleo	89,3	0,0	0,0	100,0	79,3	0,0
	Total	100	100	0,0	100	100	0,0

Fuente: SIEE, OLADE.

GRÁFICO A-3
ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES RENOVABLES
EN LA PRODUCCIÓN TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1985-2008
(En GWh)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

CUADRO A-4
ISTMO CENTROAMERICANO: VENTAS DE ELECTRICIDAD, 2006 Y 2008
(En GWh)

	Total		Costa Rica		El Salvador		Guatemala		Honduras		Nicaragua		Panamá	
	2006	2008	2006	2008	2006	2008	2006	2008	2006	2008	2006	2008	2006	2008
Total	30 225	32 810	7 820	8 340	4 794	5 066	6 113	6 479	4 511	5 227	2 052	2 229	4 935	5 450
Reguladas	27 082	29 779	7 820	8 340	4 287	4 541	3 772	4 207	4 431	5 171	1 886	2 106	4 885	5 394
No reguladas	3 143	3 032	-	-	507	525	2 341	2 272	80	56	166	123	50	56

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

CUADRO A-5
ISTMO CENTROAMERICANO: ASPECTOS AGRÍCOLAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ETANOL
A PARTIR DE LA CAÑA DE AZÚCAR

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Número de ingenios a la fecha	15	7	12	7	4	4
Número de ingenios produciendo alcohol	2	1	5	0	2	0
Área bajo cultivo de caña de azúcar (ha)	49 200– 52 000	62 000	215 000	43 000	43 000	34 911
Área factible de expansión de caña (ha)	25 000	30 000	240 000	120 000	100 000	25 000
Productividad de caña (TMCH)	77	79	98,32	84	78	84
Tiempo de zafra (días)	120–150	120–150 (130)	190–210 (7 meses)	120	120	100
Productividad de azúcar (kg/ton)	113–115	120–125	110–113	92,7	95,1–97,4	96–99,7
Alcohol producido zafra 2005/2006 (litros)	42 500 000	64 830 506	225 132 094 ^a	0	n.d	n.d
Número de ingenios que cogeneran ^b	2	3	9	6	2	0
Producción de energía por ingenios (GWh) ^b	n.d	237,9	n.d	242,6	337,8	0
Venta de energía al sistema (MWh) ^b	22,4	137,7	870,0	184,8	197,6	0
Capacidad existente de caña molienda/año (ton)	n.d	5 160 000	26 492 000	5 040 000	3 810 176	13 246 000
Caña molida en la zafra 2005/2006 (ton)	3 615 582	4 800 000	n.d	n.d	n.d	n.d
Precios energía eléctrica (dólares por KW/h) ^b	0,97	n.d	n.d	0,136	0,150	0,176
Venta energía por ingenios (dólares por KW/h) ^b	0,048	n.d	0,177	n.d	0,074	n.d

Fuente: Rossi Machado J., Guilherme (2007), *Diagnóstico de los aspectos agrícolas para la producción de etanol a partir de caña de azúcar* y CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

^a Datos de 2004/2005.

^b Datos de 2008.