

Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Naciones Unidas

## SEDE SUBREGIONAL EN MÉXICO

# Energía en Centroamérica: reflexiones para la transición hacia economías bajas en carbono



NACIONES UNIDAS



ESTADO  
DE LA REGIÓN



NACIONES UNIDAS



SEDE SUBREGIONAL EN MÉXICO

---

# ENERGÍA EN CENTROAMÉRICA: REFLEXIONES PARA LA TRANSICIÓN HACIA ECONOMÍAS BAJAS EN CARBONO

Este documento fue preparado bajo la supervisión del señor Víctor Hugo Ventura, Jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Sede Subregional de la CEPAL en México. Colaboraron los señores Ryan Carvalho, Manuel Eugenio Rojas, Eugenio Torijano. Fue elaborado para el Estado de la Región.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

## ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO .....	7
INTRODUCCIÓN .....	9
I. PANORAMA GENERAL DE LA PRODUCCIÓN Y USO DE ENERGÍA.....	10
A. ANTECEDENTES RELEVANTES DE LOS SECTORES DE ENERGÍA EN CENTROAMÉRICA.....	10
B. BALANCE OFERTA-DEMANDA .....	11
C. LAS PRINCIPALES RELACIONES ENERGÍA-ECONOMÍA .....	14
II. LAS ENERGÍAS MODERNAS .....	19
A. LOS COMBUSTIBLES FÓSILES .....	19
1. Aspectos generales del suministro de hidrocarburos.....	19
2. Indicadores de dependencia petrolera.....	20
3. Indicadores económicos .....	22
4. Aspectos relevantes del subsector petrolero en el período 2000-2013 .....	24
B. LA ELECTRICIDAD.....	26
1. La situación actual.....	26
2. Evolución de variables relevantes de la industria eléctrica centroamericana en el período 2000-2013 .....	29
C. POTENCIAL DE LAS FUENTES RENOVABLES PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	45
D. LAS ENERGÍAS TRADICIONALES.....	51
IV. LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA.....	53
A. INTEGRACIÓN ELÉCTRICA.....	53
B. INTEGRACIÓN DE OTROS SUBSECTORES.....	57
V. ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO .....	60
A. LA AMENAZA DEL CAMBIO CLIMÁTICO .....	60
B. LA MITIGACIÓN Y LA TRANSICIÓN HACIA ECONOMÍAS BAJAS EN CARBONO .....	61
1. Fuentes renovables de energía (FRE) .....	63
2. Eficiencia Energética (EE) .....	63
3. La carbono neutralidad y otras medidas para enfrentar el cambio climático .....	66
4. El transporte y la movilidad sostenible.....	67
VI. CONCLUSIONES.....	70
BIBLIOGRAFÍA .....	73
ANEXO: ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, 2000-2013 .....	75

### Índice de cuadros

Cuadro 1	Centroamérica: Consumo final de energía por fuente, 2000-2013.....	13
Cuadro 2	Centroamérica: Indicadores técnicos de la dependencia de los hidrocarburos, 2013 ....	21
Cuadro 3	Centroamérica: Población, producto interno bruto, consumo de hidrocarburos y gasto per cápita anual, 2013 .....	23
Cuadro 4	Centroamérica: Evolución de la factura petrolera, 2000-2013.....	25
Cuadro 5	Centroamérica: Evolución de la relación factura petrolera con el producto interno bruto, 2000-2013.....	25
Cuadro 6	Centroamérica: Evolución de la relación factura petrolera con las exportaciones de bienes y servicios, 2000-2013 .....	25
Cuadro 7	Centroamérica: Oferta y suministro de energía eléctrica, 2013 .....	27
Cuadro 8	Centroamérica: Capacidad instalada, 2000-2013 .....	30
Cuadro 9	Centroamérica: Evolución de la generación, 2000-2013 .....	31
Cuadro 10	Centroamérica: Evolución de las demandas de potencia y energía, 2000-2013 .....	36
Cuadro 11	Centroamérica: Estimación del valor económico de las pérdidas eléctricas en 2013 .....	38
Cuadro 12	Centroamérica: Población, índice de electrificación y viviendas sin electricidad, 2013.....	39
Cuadro 13	Centroamérica: Potencial de los recursos hidroeléctricos, 2013 .....	47
Cuadro 14	Centroamérica: Potencial de los recursos geotérmicos, 2013 .....	48
Cuadro 15	Centroamérica: Evolución del comercio intrarregional de electricidad, 2003-2013 .....	54
Cuadro 16	Centroamérica: Principales tormentas tropicales y huracanes, 2005-2014 .....	61
Cuadro 17	Centroamérica: Emisiones de GEI asociadas a los hidrocarburos, 2005-2013 .....	62

### Índice de gráficos

Gráfico 1	Centroamérica: Consumo final de energía, 2013 .....	12
Gráfico 2	Centroamérica: Evolución de la intensidad energética, 2000-2013 .....	15
Gráfico 3	Centroamérica: Evolución de la intensidad petrolera, 2000-2013 .....	16
Gráfico 4	Centroamérica: Evolución de la intensidad eléctrica, 2000-2013 .....	18
Gráfico 5	Centroamérica: Consumo de petróleo versus pib per cápita, 2013 .....	24
Gráfico 6	Centroamérica: Precios promedio de energía en los mercados <i>spot</i> , 2013 .....	28
Gráfico 7	Centroamérica: Evolución de las pérdidas de electricidad, 1990-2013 .....	37
Gráfico 8	Centroamérica: Evolución del índice de electrificación, 2000-2013 .....	39

Gráfico 9	Centroamérica: Evolución de los precios en los mercados eléctricos de oportunidad, 2000-2013 .....	41
Gráfico 10	Centroamérica: Evolución de la tarifa industrial al 30 de junio de cada año para un usuario con carga de 100.000 kWh y 274 kW en distribuidoras seleccionadas, 2007-2014.....	42
Gráfico 11	Centroamérica: Intercambios de electricidad, 2013 .....	55
Gráfico 12	Centroamérica: Flujos totales de energía en las interconexiones, 2012-2014.....	55
Gráfico 13	Centroamérica: Importaciones y consumo nacional, 2000-2014 .....	56
Gráfico 14	Centroamérica: Evolución de emisiones de CO <sub>2</sub> por consumo de combustibles fósiles, 1974-2013 .....	62
<b>Índice de recuadros</b>		
Recuadro 1	Vulnerabilidad petrolera y transporte en centroamérica .....	22
Recuadro 2	Aspectos relevantes del suministro de hidrocarburos a los países centroamericanos en 2013 .....	26
Recuadro 3	Centroamérica: Aspectos relevantes de la producción de energía eléctrica en el período 2003-2013 .....	34
Recuadro 4	Las iniciativas para la introducción del gas natural en Centroamérica .....	46
Recuadro 5	Breve resumen de las principales acciones para promover el uso de biocombustibles en Centroamérica.....	51
Recuadro 6	Centroamérica: Eficiencia energética.....	64
Recuadro 7	El transporte público en América Latina. Avances y lecciones aprendidas.....	68



## RESUMEN EJECUTIVO

En este informe se analizan los patrones de uso de los recursos energéticos en la región centroamericana y los principales impactos en las dimensiones ambiental, social y económica, incluyendo las consecuencias de esos patrones en torno a fenómenos globales que afectan la vulnerabilidad regional durante el período 2003-2013. La tendencia de altos precios del petróleo y sus productos derivados y la alta volatilidad de los precios durante la mayor parte de ese período tuvo profundos impactos en los países, lo que explica en buena medida los principales cambios observados en los patrones de uso de los recursos energéticos en la región.

La factura petrolera de la región pasó de 2.960 millones de dólares en el año 2000 a 11.240 y 13.048 en los años 2008 y 2013, respectivamente. Ello hizo que la región destinara durante ese período entre 10% y 20% de los ingresos de divisas generados por las exportaciones al pago de las importaciones de hidrocarburos. Además del aumento en el consumo, ese incremento en la factura estuvo asociado a precios crecientes del petróleo en el mercado internacional. Por ejemplo, el precio final promedio anual de la gasolina regular pasó de 1,69 y 2,07 dólares/galón (en 1999 y 2000) a 3,95 y 4,44 dólares/galón (en 2008 y 2013). En el sector eléctrico también hubo precios crecientes. A nivel de los mercados mayoristas de electricidad, los precios *spot* o de ocasión promedio anuales se ubicaban a inicios del milenio entre 40 y 60 dólares/MWh, llegando a oscilar en el rango de 100 y 230 dólares/MWh en el período 2005-2013. A nivel de precios finales, los impactos mayores se producen en aquellos segmentos no subsidiados, como es el caso del sector industrial, en donde las tarifas fueron de niveles inferiores a 8 centavos de dólar/kWh a inicios del milenio, a 18 y 24 dólar/kWh en 2008 y 2013.

Como producto energético primario, los derivados del petróleo son utilizados, directa y/o indirectamente en las distintas actividades económicas. El alza de los costos de producción redujo márgenes y generó presiones inflacionarias, afectando en forma más relevante al transporte privado y colectivo, la producción de energía eléctrica y la industria que realiza un uso intensivo de la energía. El presupuesto de los hogares se vio afectado por la necesidad de un mayor gasto en energía y transporte, afectando en mayor proporción a las familias de menores ingresos.

Ante las primeras señales de alerta relacionadas con el peligro que representan los altos precios del petróleo, los países centroamericanos aprobaron un Plan de Emergencia Energética de Centroamérica (2004) y tomaron varias acciones y medidas para reducir los impactos de la crisis petrolera, que incluyeron la confirmación y/o profundización de subsidios a la energía eléctrica y al transporte público y en algunos casos, al gas licuado de petróleo (GLP), los subsidios a la electricidad (en algunos casos focalizados) e importantes medidas para promover las energías renovables y los programas de ahorro y uso eficiente de energía. A finales de 2007, los Presidentes de los países de Centroamérica aprobaron la *Estrategia Energética Sustentable Centroamérica 2020*, en la cual se plantea 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) aumentar la cobertura de energía eléctrica, y e) incrementar la eficiencia en la oferta y demanda de energía.

Los principales avances de la región se produjeron en el subsector eléctrico. Gracias a los acuerdos regionales y políticas nacionales, aumentó la participación de las energías renovables, lo que permitió revertir la tendencia de reducción de estas energías y elevar su participación de 57,7% a 63,6% en el período 2003-2013. El 64% de la nueva generación instalada en ese período fue renovable (alrededor de 3.600 MW renovables, equivalentes a una inversión mayor a los 800 millones de dólares

anuales en energías renovables). El índice de electrificación pasó del 69% al 90% en los años 2000 y 2013. Quedan aún (2013) alrededor de 900.000 viviendas sin acceso a energía eléctrica, que equivalen a alrededor de 3,1 millones de habitantes que no gozan de los beneficios de la electricidad.

Continúa el rezago en el acceso a combustibles modernos para la cocción de alimentos, en especial para la población que habita en las zonas rurales. En 2013 se estima que alrededor de 20 millones de centroamericanos (3,6 millones de familias) continúan dependiendo, total o parcialmente, de la leña, que es utilizada en fogones tradicionales poco eficientes y sin sistema de disposición de emisiones, práctica que también genera problemas de salud, especialmente para las mujeres. En su mayor parte, esta población se ubica en tres países (Guatemala, Honduras y Nicaragua).

En el subsector eléctrico, los países han continuado avanzando hacia la creación del mercado eléctrico regional, cuya infraestructura principal —el primer circuito del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)— fue finalizada en octubre de 2014. De esa forma, las transacciones regionales de electricidad han ido en aumento y han permitido superar (sin recurrir a cortes) las reducciones en la producción generadas por la merma de los aportes hidrológicos ocasionada por los fenómenos de El niño y del cambio climático.

La integración del mercado de hidrocarburos ha sufrido un retroceso, debido en parte al surgimiento (en 2005) de nuevas formas de cooperación petrolera aceptadas sólo por algunos países. Pese a ello, los reglamentos técnicos de armonización de estándares y la Unión Aduanera, en especial del gas licuado de petróleo, han mostrado avances que han permitido complementariedad en el uso de instalaciones, suministros y embarques para los países de la subregión norte (Belice, Guatemala, El Salvador y Honduras).

La mayor parte de los países tienen estrategias de desarrollo bajo en carbono para modificar los patrones tradicionales de producción y consumo. Ello se complementa con la preocupación a la alta dependencia al petróleo y sus derivados. Regionalmente, el compromiso más importante fue la aprobación de la Estrategia 2020, que estableció objetivos y metas para reducir la dependencia de los hidrocarburos; aumentar la participación de las fuentes renovables; reducir la emisión de gases de efecto invernadero, e incrementar la eficiencia en la oferta y demanda de energía.

Los desafíos energéticos continúan vigentes. A partir del segundo semestre de 2014, pero especial en 2015, como resultado de la reducción de los precios del petróleo y sus derivados, los precios comenzaron a bajar, tendencia que se espera permanezca durante 2015 y por algún tiempo más, cuya duración es difícil de predecir. Esa situación tendrá impactos positivos en el bienestar de los consumidores (menores gastos en combustibles, electricidad, transporte y una menor inflación). Los gobiernos tendrán mayor margen para la disminución de déficit, menores obligaciones para cubrir subsidios y más recursos para incrementar inversiones y gasto social, lo que redundará en impactos positivos y un mejor desempeño de las economías. Esta coyuntura es una oportunidad para revisar las políticas energéticas, avanzar en la reducción y focalización de los subsidios y promover mecanismos para apoyar la eficiencia energética y el acceso a energías modernas para toda la población. En el caso de las fuentes renovables, en especial las intermitentes como la solar y la eólica, es necesario revisar los incentivos y proponer esquemas que permitan continuar con el desarrollo de dichas fuentes. Todo lo anterior será fundamental para que los países avancen en la senda de un desarrollo bajo en carbono y en la modificación de los patrones tradicionales de producción y consumo de energía.

## INTRODUCCIÓN

En este documento se presenta un análisis del sector energía de los países de Centroamérica <sup>1</sup> durante el presente milenio, con énfasis en los últimos diez años (2003-2013). En algunos casos, en particular en el subsector eléctrico, se han incluido algunas cifras preliminares actualizadas al año 2014. <sup>2</sup> La investigación se llevó a cabo en el marco de un acuerdo de cooperación e intercambio entre la CEPAL y el Proyecto Estado de la Región, <sup>3</sup> organismo que utilizará este informe como parte de los insumos para la preparación del Quinto Informe Estado de la Región. Mediante la investigación se busca responder la siguiente pregunta de investigación: ¿cuáles han sido los principales cambios en los patrones de producción y consumo energético de Centroamérica durante la última década (2003-2013)? y ¿cuáles son los avances y retrocesos en el sector energía de la región? Para ello se analizan los patrones de producción y consumo de energía, las medidas que ha emprendido la región para enfrentar la dependencia de los hidrocarburos y el uso no sostenible de la leña, así como las acciones para favorecer la producción de energía renovable y mejorar la eficiencia energética. En el sector transporte, principal usuario de hidrocarburos, se analizan los aspectos esenciales relacionados con la modernización de los sistemas de transporte público en las regiones metropolitanas durante la última década.

El documento se estructura en cuatro capítulos. En el primero se analizan los patrones generales de producción y uso de la energía; en el segundo las energías modernas; en el tercero los esfuerzos regionales para avanzar hacia la integración energética y, finalmente, en el cuarto se abordan los factores de vulnerabilidad y las oportunidades del sector energía en el marco de los escenarios de cambio climático previstos para Centroamérica. Se finaliza, en el capítulo V, con un conjunto de conclusiones y reflexiones que ponen en relieve los principales hallazgos y responden a las preguntas motivadoras de esta investigación.

---

<sup>1</sup> La noción de región que se utiliza en este documento incluye a siete países, de norte a sur: Guatemala, Belice, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

<sup>2</sup> Los países generalmente empiezan a tener información consolidada de los principales subsectores energéticos, seis meses después de finalizado el año calendario.

<sup>3</sup> Proyecto regional de investigación académica que pertenece al Programa Estado de la Nación (Consejo Nacional de Rectores —CONARE— y la *Defensoría de los Habitantes* de la República, instituciones costarricenses) que elabora y publica periódicamente el Informe Estado de la Región en el que se analizan y se da seguimiento a las principales tendencias y desafíos del desarrollo humano sostenible de Centroamérica.

## I. PANORAMA GENERAL DE LA PRODUCCIÓN Y USO DE ENERGÍA

### A. ANTECEDENTES RELEVANTES DE LOS SECTORES DE ENERGÍA EN CENTROAMÉRICA

Los países de Centroamérica ocupan una superficie territorial de 521.505 km<sup>2</sup>. En 2013 la población ascendía a 45 millones de habitantes, de los cuales alrededor del 60% vive en áreas urbanas. Guatemala es el país con mayor población, representando el 34,3% del total y es seguido por Honduras (17,8%), El Salvador (14,9%), Nicaragua (13,4%), Costa Rica (10,5%), Panamá (8,1%) y Belice (0,7%). Con excepción de este último país, la mayor concentración de la población se encuentra en el norte de la subregión, en donde cinco países acumulan el 81% de la población centroamericana. La densidad promedio es de alrededor de 86 habitantes por km<sup>2</sup>, con diferencias de más de 20 veces entre los países que registran la mayor y menor densidad de población (El Salvador 299, Guatemala 142, Costa Rica 93, Honduras 76, Panamá 48, Nicaragua 46 y Belice 14).<sup>4</sup>

En cuanto al tamaño de las economías de la región, en 2013 el producto interno bruto (PIB) de la región fue del orden de 140.000 millones de dólares (a precios constantes de 2005), con las participaciones siguientes: Guatemala 26,1%, Panamá 23%, Costa Rica 20,5%, El Salvador 14%, Honduras 9,3%, Nicaragua 6% y Belice 1%. El ingreso promedio de la región, medido a partir del PIB per cápita, fue de 3.035 dólares por habitante (a precios constantes de 2005), con diferencias significativas: tres países —Panamá, Costa Rica y Belice— registran valores del PIB per cápita superiores al promedio regional (8.260, 5.850 y 4.085, respectivamente); El Salvador tienen un valor cercano al promedio regional (3.070), y los otros tres países registran un rezago significativo con respecto al promedio (Guatemala 2.350, Honduras 1.600 y Nicaragua 1.370). El 71% de la población rural de la región (alrededor de 12,7 millones de habitantes) se concentra en estos tres últimos países.<sup>5</sup>

Durante los años anteriores al período de análisis (2000-2013), en especial en la segunda mitad de la década de los años noventa, todos los países de la región aprobaron importantes reformas energéticas en los subsectores eléctrico y petrolero (en el *downstream*). Los primeros cuatro países (El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá) realizaron cambios mayores (como apertura, desincorporación de activos o privatizaciones y creación de mercados mayoristas de electricidad, mientras que los tres restantes (Belice, Costa Rica y Honduras) solamente abrieron el segmento de la producción eléctrica al sector privado. En el subsector petrolero, El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá liberalizaron las actividades de comercialización, en tanto que los restantes tres países mantuvieron reguladas todas o algunas etapas de la cadena “aguas abajo” de la comercialización (desde la importación de productos hasta los precios finales de los productos). El período analizado en este documento coincide con una fase de transición y adaptación hacia nuevos modelos de organización y gestión de los sectores de energía a los países.<sup>6</sup>

Por tratarse de países importadores netos de productos petroleros, sin reservas ni producción petrolera (salvo muy pequeñas cantidades en Belice y Guatemala), la tendencia de los altos precios del

<sup>4</sup> La CEPAL, a partir de información oficial de los países y proyecciones del Centro Latinoamericano de Demografía (CELADE).

<sup>5</sup> La CEPAL, a partir de cifras proporcionadas por los bancos centrales de los países.

<sup>6</sup> Los cambios han sido mayores en los países que liberalizaron las industrias energéticas. En esos países los precios finales de los servicios y productos energéticos son fijados de acuerdo con mecanismos de mercado, los que a su vez orientan las inversiones, que en su mayor parte las realiza el sector privado.

petróleo y sus derivados (que empezó a manifestarse en forma muy clara en el 2003) ha tenido profundos impactos en los países.

Estos dos aspectos (las reformas energéticas y los precios del petróleo y sus derivados) han tenido una importancia fundamental en el desarrollo de los sectores energéticos de los países de la región durante el período que se analiza en este documento. En el caso del subsector eléctrico, la mayor parte de las decisiones de inversión en nueva generación eléctrica tomadas en los años noventa y en los primeros años del milenio, fueron dedicadas a instalaciones termoeléctricas convencionales, tendencia que empieza a revertirse con la aprobación de leyes para el fomento de las energías renovables (2004-2008). El nuevo papel del Estado en sus roles normativo (políticas) y regulador ha requerido de un proceso de aprendizaje y maduración en una industria en la que han surgido como actividades independientes los servicios de distribución, transporte, comercialización (en dos países), y en el lado de la demanda, los grandes usuarios. En el subsector petrolero las tendencias más relevantes han sido la salida de grandes grupos transnacionales, el surgimiento de grupos petroleros regionales y nacionales, el cierre de refinerías y la competencia. En ambos subsectores y acorde con la profundidad de las reformas, el papel del Estado empresario se ha reducido, pero en algunos casos se pueden identificar acciones para el retorno de la actividad de las empresas estatales.

## B. BALANCE OFERTA-DEMANDA

El consumo final de energía de los países de la región se ha caracterizado por una alta participación de los derivados del petróleo (48%), las energías tradicionales (39%), electricidad (12%) y otras fuentes (1%), cifras estimadas a 2013 (véase el gráfico 1).<sup>7</sup> La revisión de la estructura del consumo de energía muestra una tendencia más pronunciada a favor de las energías tradicionales en los tres países de la región que registran menor desarrollo y mayor porcentaje de población viviendo en áreas rurales (59% en Guatemala y 46% en Honduras y en Nicaragua), cifra que difiere sustancialmente en los otros países, en donde la biomasa tiene un papel menos relevante (21% en El Salvador, 14% en Costa Rica y 9% en Panamá). En su mayor parte, se trata de leña utilizada en los hogares para cocción de alimentos en las áreas rurales y semiurbanas; sin embargo, una fracción de esa biomasa es utilizada en industrias artesanales.

La preferencia por la leña en las áreas referidas tiene que ver con la abundancia de ese recurso, el ingreso de las familias y la disponibilidad y precio de combustibles modernos y tecnologías sustitutas. En general, en las zonas rurales alejadas de los centros urbanos y en especial en los países de mayor extensión (los tres países antes mencionados, que también corresponde a los que tienen mayor extensión territorial), la logística de distribución de combustibles modernos sustitutos, como el GLP, es deficiente. Por razones de economía y de disponibilidad de redes (en las zonas rurales), la electricidad no ha sido una opción para la cocción de alimentos, salvo en el caso costarricense, en donde históricamente las familias han registrado un uso más intensivo de la electricidad.<sup>8</sup> También los aspectos culturales desempeñan un papel importante en el uso de este recurso.

<sup>7</sup> Cifras referidas desde la perspectiva de la demanda, sobre la base de los balances de energía del Sistema de Información Económica Energética (SIEE) de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

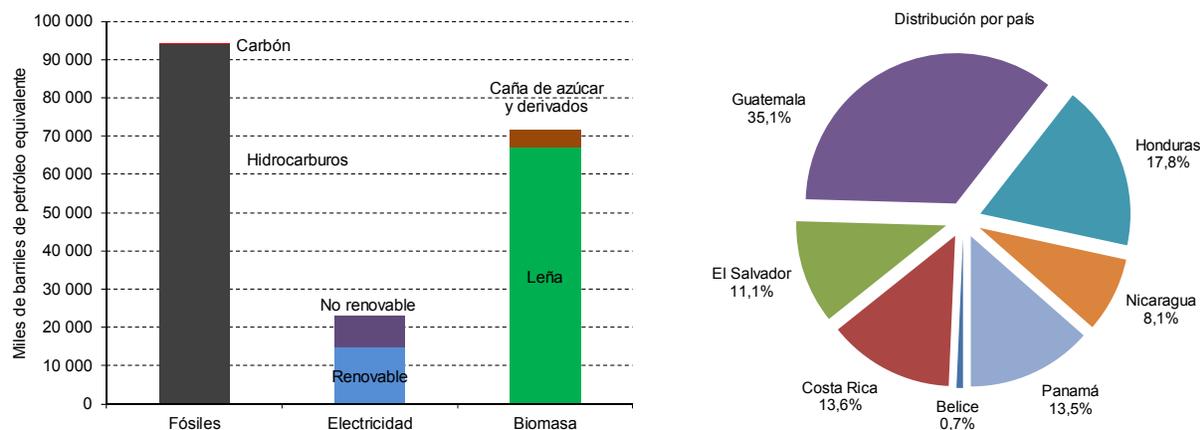
<sup>8</sup> Históricamente, el precio final de la electricidad en Costa Rica ha sido más bajo que en los países vecinos, lo que ha sido resultado de un desarrollo hidroeléctrico (por tanto, una menor dependencia a los derivados del petróleo) y el buen desempeño de las empresas eléctricas (estatales, municipales y cooperativas) y del sistema de regulación. Esa situación habría incidido en un uso más intensivo de la electricidad por parte de las familias en comparación con los países vecinos. En los últimos años se ha venido registrando un mayor uso del GLP.

Consecuente con lo anterior, desde la perspectiva de oferta, las dos fuentes referidas conforman la mayor parte de la matriz energética centroamericana (38% la biomasa y 46% el petróleo y sus derivados). Una fracción pequeña de la biomasa (7%) corresponde a residuos agroindustriales (principalmente el bagazo de la caña), que se utilizan como insumo primario para la producción de calor y electricidad (cogeneración). Las fuentes renovables modernas (hidráulica, geotermia y viento) y el carbón participaron en el 2013 con el 14% y el 2%, respectivamente. De esa forma, puede decirse que la matriz energética de la región en ese año estuvo conformada en un 65% por energías modernas y un 35% por energías tradicionales.

La mayor proporción de las energías modernas o comerciales corresponden principalmente a combustibles fósiles (el petróleo y sus derivados y el carbón mineral, este último representa una fracción muy pequeña),<sup>9</sup> importados casi en su totalidad. Los hidrocarburos provenientes del petróleo se utilizaron en las siguientes proporciones: 62% en el transporte, 14% en la producción de electricidad, el 7% en forma de gas licuado de petróleo (GLP, utilizado en su mayor parte por las familias en la cocción de alimentos), 6% en la industria y el restante 9% en el comercio, agricultura, servicios públicos y otros sectores (2013).

En cuanto a la escala, el mayor consumo de energía en el 2013 se registró en Guatemala (35% del consumo final de energía de la región); seguido de Honduras (18%), Costa Rica y Panamá (14% cada uno), El Salvador (11%), Nicaragua (8%) y Belice (1%). En ese mismo orden, y en proporciones parecidas, se registran a nivel del consumo final de hidrocarburos, no así en electricidad (en donde Costa Rica se ubica en primer lugar), ni en energías tradicionales (Nicaragua pasa a tercer lugar y Costa Rica a sexto). Por razones de escala, Belice siempre está en séptimo lugar (véase el gráfico 1).

**GRÁFICO 1**  
**CENTROAMÉRICA: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA, 2013**



Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIEE de OLADE.

Nota: No incluye otras primarias.

<sup>9</sup> Utilizado en cuatro centrales carboeléctricas (ubicadas en Guatemala, Honduras y Panamá), en algunas instalaciones industriales (textiles y cemento) y como complemento para producción de electricidad fuera del período de zafra en algunos ingenios azucareros.

**CUADRO 1**  
**CENTROAMÉRICA: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Fósiles	Electricidad	Biomasa
2000	59 438	13 563	55 722
2003	67 219	16 801	59 431
2008	77 780	20 598	60 786
2012	89 178	22 198	72 207
2013	91 852	23 237	73 619

Fuente: SIEE de OLADE.

Con respecto a los patrones y tendencias generales observados en los balances de energía en el período de análisis, se hacen las siguientes observaciones (véase el cuadro 1):

En la región:

1) Una reducción porcentual de la participación de los hidrocarburos a nivel de la oferta (crudo y derivados), pero un incremento en el nivel del consumo final (sólo derivados). Lo anterior se explica por el cierre de las operaciones de refinación en cuatro países. En 2000, 2003 y 2013 los hidrocarburos tuvieron una participación a nivel de la oferta de 56,6%, 52,2% y 50,9%, en tanto que a nivel del consumo final (transporte, familias, industria y otros, sin incluir producción de electricidad), las participaciones fueron ascendentes, de 38,1%, 37,4% y 43%, respectivamente.

2) A nivel de oferta y en los años referidos (2000, 2003 y 2013) la biomasa tuvo un pequeño incremento en su participación (33,9%, 34,6% y 37,8% respectivamente, explicado por una mayor utilización del bagazo de caña en la cogeneración), al igual que el carbón (1,1%, 1,6% y 2,1%), en tanto que las fuentes renovables modernas revirtieron la tendencia decreciente que arrastraban desde la década de los noventa del siglo pasado (10,2%, 11,2% y 13,3%).

3) A nivel del consumo final y en los años referidos (2000, 2003 y 2013) la biomasa tuvo una pequeña reducción en su participación (43,2%, 41,3% y 39,0% respectivamente), en tanto que el consumo de electricidad permaneció en el orden del 12%. Estas cifras se discuten con mayor detalle en los análisis de los subsectores de hidrocarburos y electricidad.

En los países:

1) Con la excepción de Guatemala, los demás países repiten la tendencia regional de reducción de la participación de los hidrocarburos a nivel de la oferta y aumento en el nivel del consumo final (Guatemala disminuye ambas, explicado por una mayor participación del carbón y el bagazo en la oferta).

2) En el período 2000-2013 en tres países (Guatemala, Nicaragua y Panamá) las fuentes renovables modernas revirtieron la tendencia decreciente en la participación dentro de la oferta energética; un país reduce esa participación (El Salvador) y otro permanece sin cambio (Honduras). Solamente un país muestra una participación creciente de las fuentes renovables modernas a lo largo de ese período (Costa Rica).

### C. LAS PRINCIPALES RELACIONES ENERGÍA-ECONOMÍA

La relación entre la energía y el desarrollo económico ha sido ampliamente estudiada. Aunque se han producido cambios importantes (estructurales y tecnológicos), la relación fundamental entre estas dos variables se mantiene. El crecimiento económico hace necesario un aumento en el consumo de energía. En el caso de los países centroamericanos, el proceso de modernización, la expansión económica, la urbanización, el crecimiento demográfico y el acceso de amplios grupos de la población a los servicios modernos de la energía han elevado el consumo de energía eléctrica y de los derivados de petróleo.

Disponer de fuentes modernas de energía de forma abundante y a buen precio es una condición necesaria para el desarrollo, pero no suficiente. Para alcanzar un desarrollo sostenible, es necesario, además de la energía, asegurar mejores niveles de educación y de salud, mejorar la distribución de la riqueza, aumentar la competitividad y contar con buena infraestructura, entre otras.<sup>10</sup>

La oferta interna primaria de energía representa el volumen de energía necesario para alimentar el aparato productivo y el consumo final de un país. Este agregado resulta de la suma del contenido energético de las fuentes primarias, es decir, en forma de recursos naturales, que componen el balance energético de un país, expresados en una unidad común de energía (en este informe se usa el Barril Equivalente de Petróleo, bep). Un indicador muy utilizado para analizar la relación entre la economía y la energía es la Intensidad Energética (IE), que se entiende como el cociente entre la Oferta Interna Bruta de Energía (primaria o secundaria) y el PIB por año. Esta relación mide, en primera aproximación, el grado de eficiencia con que la economía de un país utiliza la energía, o sea la cantidad de energía necesaria, en unidades energéticas (bep u otra unidad como los terajulios) para producir una unidad de riqueza (generalmente en miles de dólares de los Estados Unidos).

Al utilizar la Oferta Interna Primaria como numerador en el cociente de la IE, se tiene la ventaja de cuantificar la cantidad de energía realmente utilizada en el país, lo que incluye todas las formas de energía; sin embargo, se debe poner atención a los energéticos autóctonos como la leña y los residuos agrícolas, cuya eficiencia es muy baja, dada la naturaleza de su uso;<sup>11</sup> por ello, tienen un aporte real al consumo final muy modesto. En una fase de transición en la que se abandona progresivamente el uso de la leña, la IE disminuye en la medida en que fuentes más eficientes, como el gas licuado de petróleo (GLP), sustituyen a la leña.

En 2013 la IE promedio de la región fue de 1,8 beps por cada 1.000 dólares de PIB, con fuertes diferencias entre los países, que van desde menos del 44% en Panamá, a más de 65% en Nicaragua. Las mayores IE corresponden a los tres países que tienen un mayor uso de la leña, que están por encima de la intensidad energética promedio de la región. La tendencia regional ha sido la de la disminución de la IE, que se redujo en 14% en el período 2003-2013. Cuatro países muestran importantes contracciones (Nicaragua, El Salvador, Panamá y Costa Rica); Honduras registra una disminución modesta y Guatemala tuvo un incremento, cifra en la que, además del aumento del uso de leña por parte de las familias, tiene

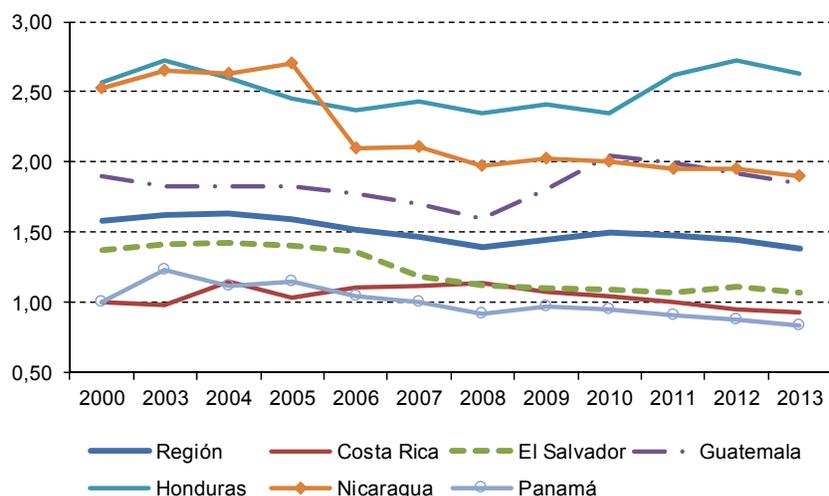
---

<sup>10</sup> Existen muchos países con abundantes fuentes modernas de energía (petróleo, gas, etc.) que presentan un bajo nivel de desarrollo (IDH) y, por el contrario, países que no disponen de fuentes de energía pero que registran altos índices de desarrollo. De hecho, una buena parte de los países europeos y del Japón dependen fuertemente de las importaciones de energía. China y la India, países que mantuvieron tasas de crecimiento cercanas a los dos dígitos en los últimos 20 años, dependen mayoritariamente de la energía importada.

<sup>11</sup> La leña y los residuos agrícolas se usan generalmente para la cocción de alimentos en los hogares rurales con muy baja eficiencia de entre 5% a 10%, mientras que los residuos como el bagazo pueden alcanzar mayores eficiencias cuando son utilizados en los ingenios azucareros.

incidencia un mayor uso del bagazo de caña para generación de calor y electricidad (cogeneración) (véase el gráfico 2).

**GRÁFICO 2**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA, 2000-2013**  
*(En barriles de petróleo equivalentes a miles de dólares)*



Fuente: CEPAL, OLADE, elaboración propia.

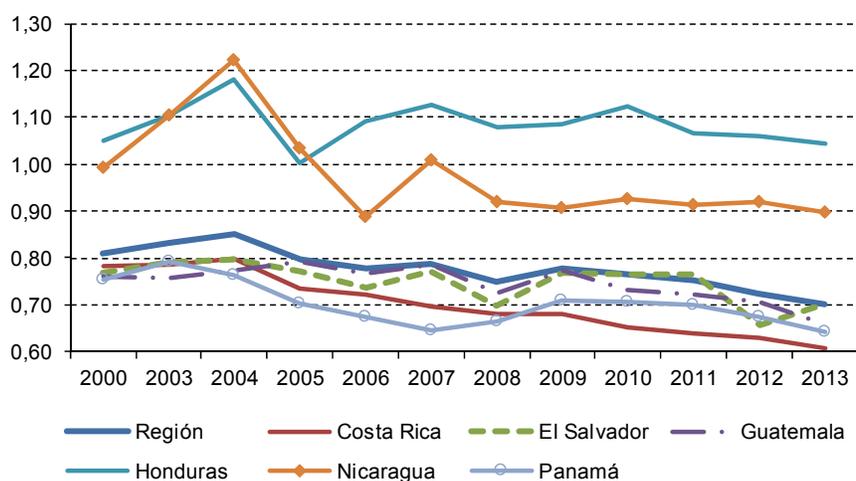
En promedio, la IE de los países centroamericanos es 20% más alta que el promedio de América Latina y el Caribe (ALC); sin embargo, debe destacarse que Costa Rica y Panamá tienen una IE sustancialmente inferior que el promedio de ALC; El Salvador también se encuentra por debajo de ese promedio (OLADE, 2013). Obsérvese que la IE es un indicador muy general, por lo que se debe ser cuidadoso al hacer comparaciones entre países y regiones.<sup>12</sup> El análisis de las tendencias observadas es muy importante, pero no suficiente para saber qué tan eficiente es un país o una región en el uso de la energía.

Hay algunos aspectos que hacen difícil medir el aporte de la leña y los residuos biomásicos al PIB. Aunque existe un mercado de leña, principalmente en las ciudades, su apreciación económica es difícil de cuantificar porque una buena parte de ésta se produce por apropiación directa del consumidor sin mediar mecanismos de mercado, y los datos provenientes de los mercados de leña son incompletos y poco confiables. También se debería tener en cuenta los daños ambientales y la afectación a la salud de las personas derivada de un uso no sostenible de la leña.

<sup>12</sup> Las comparaciones del consumo de energía entre distintos países o regiones para un período determinado y referidas a la unidad de variable socioeconómica explicativa principal de dichos consumos, como son las intensidades energéticas, deben ser tomadas de una manera descriptiva e indicativa. Los diferentes contextos económicos, sociales, ambientales, tecnológicos y culturales de los países o regiones, y la multiplicidad de variables explicativas, hacen muy difícil poder aislar condiciones homogéneas del consumo energético, de forma tal que las comparaciones entre diferentes países o regiones tengan una validez mayor. Inclusive, en el sector industrial, comparando ramas de actividad con un buen nivel de desagregación, por ejemplo a cuatro dígitos de la CIIU (clasificación industrial internacional uniforme), y similares grados de desarrollo tecnológico entre países, pueden tener diferentes consumos de energía por unidad de producción física, atendiendo a que los procesos productivos no son totalmente similares (CEPAL, 2010).

Dos indicadores que permiten cuantificar el aporte de las energías modernas mejor que el índice de intensidad energética (IE) son: la intensidad petrolera (IPet) y la intensidad eléctrica (IElec). Ambas miden la contribución de las energías modernas, en forma de energía secundaria <sup>13</sup> a la economía; el primer indicador referido al consumo final de productos derivados del petróleo y el segundo al consumo final de electricidad (que incluye la energía producida tanto por combustibles fósiles como por fuentes renovables). Por conveniencia y facilidad de interpretación, estos indicadores se presentan en bep y kilovatios-hora (kWh) por miles de dólares, respectivamente (véanse los gráficos 3 y más adelante el 4).

**GRÁFICO 3**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD PETROLERA, 2000-2013**  
*(En barriles de petróleo equivalentes a miles de dólares)*



Fuente: CEPAL, a partir de cifras oficiales.

A partir de 2003 todos los países han reducido su intensidad petrolera, es decir, han requerido un menor consumo de derivados del petróleo para producir 1.000 dólares de PIB. En promedio, ese indicador tuvo una disminución de 1,7% al año en el período 2003-2013, alcanzando el valor de 0,7 bep/miles de dólares en 2013. Cuatro países se encuentran igual o por debajo de ese valor promedio (Costa Rica 0,61; Panamá 0,64; Guatemala 0,66, y El Salvador 0,7) y dos por encima (Nicaragua 0,90 y Honduras 1,04). Tres países registran una mayor contracción anual de la intensidad petrolera en el período referido (Costa Rica 2,6% y Nicaragua y Panamá, cada uno, 2,1%), superiores a la baja observada en los otros países (Guatemala 1,4%, El Salvador 1,2% y Honduras 0,6%).

Desde el año 2003, uno de los factores que explica la tendencia es la reducción en el consumo (principalmente en el sector transporte) como reacción al crecimiento de los precios internacionales del petróleo y sus derivados. Las medidas de eficiencia energética también habrían contribuido a racionalizar el consumo de derivados del petróleo.

<sup>13</sup> La energía secundaria se refiere a las formas de energía que han sufrido un proceso de transformación y son aptas para el consumo final como la electricidad y los derivados de petróleo, exceptuando aquellos utilizados para la generación de electricidad. El concepto de energía secundaria excluye la leña y otros recursos energéticos primarios, como los residuos agrícolas.

Los precios internos (precios finales) de los productos derivados del petróleo han tenido una varianza significativa en la región. Por ejemplo, en 2013 el diesel y la gasolina regular tuvieron un precio promedio de 4,20 y 4,44 dólares/galón, con un rango de variación de -11% a +13% y -12% a +17%, respectivamente. En ambos casos los países con los menores y mayores precios fueron Panamá y Costa Rica, que corresponden a las menores y mayores tasas impositivas a los productos derivados del petróleo.<sup>14</sup>

No existen subsidios directos a los combustibles utilizados en el transporte y la industria, pero sí los hay en la actividad del transporte público (con la excepción de Costa Rica). En el caso del GLP, El Salvador, Honduras y Panamá mantienen subsidios para ese producto, utilizado en su mayor parte para cocción de alimentos. Cabe destacar que El Salvador ha tomado medidas para focalizar esos subsidios únicamente hacia las familias de menores ingresos y solamente en Costa Rica existen subsidios cruzados, debido a los principios regulatorios que aplican a los servicios públicos.<sup>15</sup>

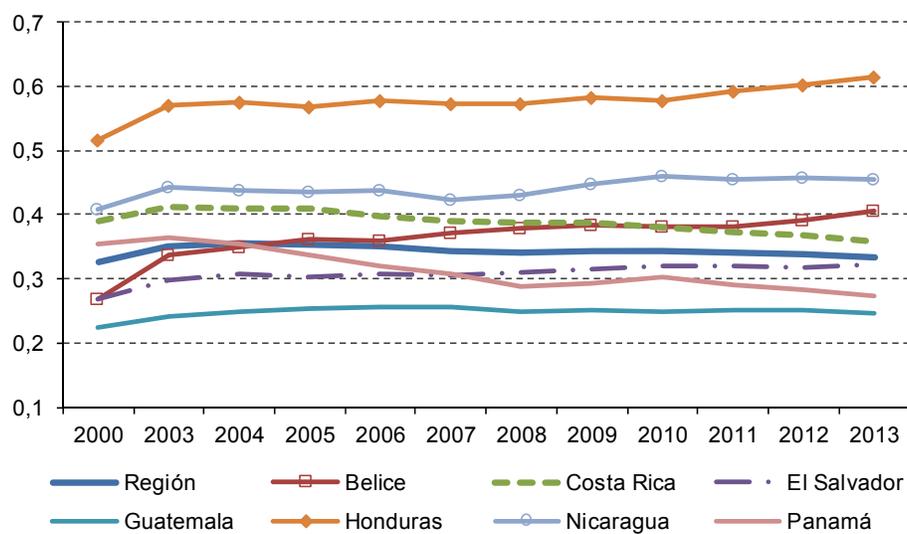
El indicador de Intensidad Eléctrica presenta una mejora (reducción) regional pequeña en el período 2003-2013 de 0,5% anual, alcanzando el valor de 0,33 MWh/miles de dólares en 2013. Tres países se encuentran por debajo del promedio (Guatemala 0,25; Panamá 0,27, y El Salvador 0,32), y los otros por encima (Costa Rica 0,36; Belice 0,41; Nicaragua 0,45 y Honduras 0,62). Sólo dos países disminuyeron dicho indicador (Panamá 2,9% y Costa Rica 1,4%). Para la interpretación de este indicador y su evolución deben considerarse las condiciones particulares de los países, entre ellos la electrificación y conexión de nuevas viviendas, los precios y subsidios, los usos específicos de la electricidad como la climatización y las medidas de eficiencia energética. Cada país requiere un análisis especial, pero pueden mencionarse como factores relevantes en el caso de Honduras (el país que usa en forma menos eficiente la electricidad), los bajos precios de la electricidad y el alto nivel de los subsidios, que han incentivado un mayor consumo. La expansión de la economía en actividades no intensivas en el uso de electricidad (por ejemplo, las asociadas a servicios) puede explicar mejor el desempeño de Costa Rica y Panamá. Las tendencias también parecen mostrar que hay una mayor disposición de los usuarios a aplicar medidas de eficiencia energética en los casos en donde se registran precios más altos de la electricidad, que son los que tienen una menor intensidad eléctrica (véase el gráfico 4).

---

<sup>14</sup> Además de los impuestos, otros factores que inciden en los precios internos son: a) la geografía y la ubicación de los puertos petroleros (el suministro por el océano atlántico generalmente es más barato); la escala (mejores precios se obtienen en embarques y mercados más grandes); la regulación, sus principios y su efectividad, en el caso de mercados regulados (los casos de Costa Rica, Honduras y Belice); el funcionamiento de los mercados liberalizados, la supervisión y los mecanismos para evitar prácticas anticompetitivas (casos de Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá); la calidad de los combustibles (en especial el caso del diesel, cuyas especificaciones son más altas en Costa Rica y Panamá); la infraestructura (puertos, almacenamiento, carreteras y polductos, estos últimos solamente utilizados en Costa Rica), y las distancias internas (que encarecen el suministro a poblaciones alejadas). Las refinerías (por factores de escala y tecnología) no han sido un factor determinante para mejorar la competitividad y los precios finales.

<sup>15</sup> La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) de Costa Rica fija las tarifas de acuerdo con principios de servicio al costo y criterios de eficiencia económica, equidad social, sostenibilidad ambiental y conservación de los recursos. Sobre esa base habría un pequeño subsidio cruzado de las gasolinas y el diesel hacia el gas licuado de petróleo (GLP). También existirían subsidios en las tarifas de electricidad hacia algunos sectores, entre ellos los usuarios residenciales.

**GRÁFICO 4**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ELÉCTRICA, 2000-2013**  
*(En MWh por miles de dólares)*



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

## II. LAS ENERGÍAS MODERNAS

En el período 2003-2013 las economías de la región se expandieron a una tasa promedio anual de 4,5% (Panamá 8,3%; Costa Rica 4,6%; Honduras 4,1%; Nicaragua 3,7%; Guatemala 3,5%, y El Salvador 1,8%), cifra que guarda significativa correlación con el crecimiento en los consumos de derivados del petróleo, que fue de 2,7% (Panamá 6,1%; Honduras 3,4%; Guatemala 2,1%; Costa Rica 2%; Nicaragua 1,6%, y El Salvador 0,6%) y de electricidad, que fue de 3,9% (Panamá 5,2%; Honduras 4,8%; Nicaragua 4%; Guatemala 3,8%; Costa Rica 3,2%, y El Salvador 2,6%). Por cada punto porcentual de crecimiento de la economía regional, las demandas de electricidad y de hidrocarburos aumentaron 9 y 6 décimos porcentuales, respectivamente, elasticidad que es menor a la registrada en los períodos anteriores. En buena medida, es una respuesta al incremento de precios que tuvieron los energéticos, que fue más significativo en los derivados del petróleo (indexado a los precios internacionales en la mayor parte de productos) que en la electricidad (cuyos precios fueron atenuados por los subsidios en casi todos los países). Con respecto a los países, hay marcadas diferencias, comportamientos que se explican por el nivel de penetración de las tecnologías y el uso asociado de los energéticos (en especial la electrificación y el crecimiento de los parques automotores), las medidas de eficiencia energética y, en algunos casos, por una mayor participación de actividades menos intensivas en el uso de energía (como las asociadas a los servicios). Belice parece tener un comportamiento diferente.<sup>16</sup>

### A. LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

#### 1. Aspectos generales del suministro de hidrocarburos

Los países centroamericanos son importadores netos de hidrocarburos.<sup>17</sup> Con una población de alrededor del 0,6% de la población del mundo, la subregión representa solamente el 0,3% del consumo petrolero mundial (111 millones de barriles en 2013), con consumos petroleros per cápita por debajo de la media mundial y mucho menores que la media de los países desarrollados.<sup>18</sup> A nivel de países, los mercados petroleros son todavía mucho más pequeños. Guatemala, con 0,21% de la población mundial, registra únicamente el 0,08% del consumo petrolero mundial, en tanto que Nicaragua, con 0,08% de la población mundial) representa apenas el 0,03% del consumo mundial referido. Al ser mercados pequeños, fragmentados y, no integrados, tienen mayores dificultades y restricciones para beneficiarse de sistemas más eficientes para el suministro petrolero, situación que agudizó los efectos de los altos precios de los combustibles que se presentaron durante el período 2003-2013.

En la mayor parte de los países, la infraestructura del transporte marítimo presenta rezagos. La insuficiente capacidad para atender los servicios portuarios incrementa de forma directa los costos de los fletes, carga, descarga y almacenamiento de combustibles. El suministro debe realizarse por medio de tanqueros de tamaño pequeño o mediano, que generalmente requieren operaciones en varios puertos, tanto en el embarque, como en el desembarque.

Las principales fuentes de suministro se encuentran en puertos y refinerías ubicadas en el Océano Atlántico (la costa del golfo de México, Trinidad y Tabago y la República Bolivariana de Venezuela) y

<sup>16</sup> En el periodo referido la economía de este país creció 2,7% (promedio anual) y el consumo de electricidad 4,7%. No se contaron con datos para el consumo de hidrocarburos.

<sup>17</sup> Sólo Belice y Guatemala tienen una pequeña producción petrolera, destinada mayoritariamente a la exportación.

<sup>18</sup> El consumo per cápita de productos petroleros de Centroamérica es del 55% del promedio per cápita mundial y únicamente el 12% del de Norteamérica (Estados Unidos y Canadá).

los mayores centros de consumo de Centroamérica se ubican en ciudades próximas al Océano Pacífico, por lo cual una porción importante de los suministros petroleros debe pasar por el Canal de Panamá con el costo que ello implica.

En general, el transporte por ductos es el medio más eficiente y económico para la movilización terrestre de grandes volúmenes de combustible; sin embargo, el transporte por carretera constituye el medio más utilizado para la distribución de los productos al consumidor. Únicamente Costa Rica cuenta con sistemas de poliductos para la distribución local de combustibles.

El abastecimiento de los hidrocarburos es concebido o abordado desde la óptica local por cada país, con lo cual se desaprovechan los beneficios potenciales de un mercado regional, de mayor tamaño. Salvo en el caso del GLP, existe poco o nulo avance en la integración regional de los hidrocarburos. Por ejemplo, las opciones de abastecimiento conjunto (compras conjuntas) y uso compartido de las instalaciones de almacenamiento (entre agentes ubicados en diferentes países) no pueden llevarse a cabo. No obstante los avances en la iniciativa de la Unión Aduanera, el trasiego y comercio intrarregional de productos derivados del petróleo es mínimo. Existen reglamentos regionales (normas y especificaciones) para los principales productos derivados del petróleo, pero están desactualizados. La armonización fiscal de los combustibles continúa como un tema pendiente, hasta ahora nunca incluido en las agendas de los organismos especializados de la integración centroamericana. No obstante la preocupación por los temas petroleros manifestado por las autoridades de los países en diversas cumbres y reuniones de Presidentes y Jefes de Estado, realizadas en el marco del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), son pocos los mandatos relacionados con la armonización de los productos petroleros.<sup>19</sup>

## **2. Indicadores de dependencia petrolera**

En el cuadro 2 se presenta un grupo de indicadores que permiten dimensionar la dependencia al petróleo y sus derivados (los porcentajes de hidrocarburos en el consumo energético final, el consumo de hidrocarburos para generación eléctrica y la porción de la generación eléctrica con base en derivados del petróleo).

A nivel subregional, los hidrocarburos representaron en 2013 el 48% del consumo energético total, constituyendo la fuente más importante de energía. Panamá, El Salvador y Costa Rica son los países que registran los porcentajes más altos de utilización de hidrocarburos con respecto al consumo energético final (mayor a 60%), en contraste con Nicaragua, Guatemala y Honduras (menor a 42%). Estos valores están asociados a una mayor utilización de los residuos biomásicos en el segundo grupo de países. Estos residuos constituyen la segunda fuente energética en la región y representan 39% del consumo energético final. En su mayor parte, se trata de leña que se usa en los hogares para la cocción de alimentos y en las industrias artesanales. También constituye un recurso importante en varios procesos agroindustriales, entre ellos la industria del azúcar.

---

<sup>19</sup> En mayo de 2002, durante una reunión tripartita de Presidentes de El Salvador, Guatemala y Nicaragua se aprobó la adopción de estrategias comunes de política energética para: a) impulsar la armonización de normas, impuestos específicos y aranceles en esta área, con el fin de facilitar el libre comercio y promover la sana competencia en el sector; b) coordinar esfuerzos en políticas energéticas regionales, y c) procurar la adopción de la válvula única y la creación de fondos de reposición y mantenimiento de tanques y válvulas de gas propano o butano. Posteriormente, Honduras, Nicaragua y Costa Rica aceptaron la agenda de trabajo referida. Durante los siguientes cuatro años se aprobaron 19 reglamentos técnicos regionales, los cuales en su mayor parte han quedado desactualizados y sin aplicación.

**CUADRO 2**  
**CENTROAMÉRICA: INDICADORES TÉCNICOS DE LA DEPENDENCIA**  
**DE LOS HIDROCARBUROS, 2013**  
*(En porcentajes)*

Indicadores	Promedio región	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Hidrocarburos en el consumo energético total	48,0	61,0	62,8	32,9	42,0	41,0	73,5
Utilización de leña en el consumo energético total	36,0	7,9	15,7	59,9	41,9	44,2	7,5
Hidrocarburos en el consumo de energías modernas <sup>a</sup>	79,7	74,0	81,0	83,0	80,8	76,6	80,8
Consumo de hidrocarburos para generación eléctrica <sup>b</sup>	14,6	9,3	7,8	6,0	30,9	28,3	13,2
Generación con plantas a base de derivados del petróleo <sup>c</sup>	31,1	11,8	40,5	13,7	57,3	49,6	34,0

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales y del Sistema de Información Económica Energética (SIEE) de OLADE, 2013.

<sup>a</sup> Las energías modernas están conformadas por los derivados del petróleo y la electricidad.

<sup>b</sup> Al considerar el carbón, la dependencia sube alrededor de 5 puntos porcentuales; en Guatemala el incremento es de casi 18 puntos; en Honduras 1, y en Panamá 8.

<sup>c</sup> Se ha considerado que un 40% de la producción en ingenios azucareros se produce a partir de derivados del petróleo y el restante 60% a partir de bagazo de la caña.

Si se consideran únicamente las energías modernas o comerciales (derivados del petróleo y electricidad), la dependencia petrolera de la región es del 79,7%. Todos los países están muy cercanos a este promedio regional, destacando en los extremos a Costa Rica (74%, el valor más pequeño gracias a la participación de las energías renovables en la producción de electricidad) y Guatemala (83%, valor que se explica por un mayor tamaño del sector industrial). El uso principal de los derivados del petróleo se registra en el sector transporte, teniendo especial afectación durante los choques petroleros y períodos de alzas en los precios internacionales del petróleo (véase el recuadro 1).

En promedio, durante 2013 el 14,6% del consumo de derivados del petróleo se utilizó en la producción de energía eléctrica (cifra que podría ser mayor al considerar la energía de los autoprodutores industriales). Este indicador se ha reducido (en 2007 fue de 19,9%) gracias a un mayor uso de fuentes renovables de energía y la diversificación de los combustibles fósiles. En Honduras y Nicaragua cerca de la tercera parte del consumo petrolero se origina en el subsector eléctrico, en tanto que en Guatemala y El Salvador esa cifra es sustancialmente más baja (6% y 8%, respectivamente). Costa Rica y Panamá se encuentran en el orden del promedio de la subregión.

Congruente con lo anterior, el balance de generación eléctrica muestra que una porción importante de la electricidad es generada a partir de derivados del petróleo (*fuel oil* y diesel) en centrales termoeléctricas. En 2013 la industria eléctrica de la región registró una dependencia petrolera del 31% y una dependencia a los combustibles fósiles, incluyendo el carbón, de 36,4% (valores semejantes se registraron en 2014). Las fuentes renovables de energía (hidráulicas, geotérmica, viento y biomasa) con el

63,6%, cifras que indican una posición favorable de la matriz energética de la industria eléctrica centroamericana, con participación mayoritaria de las fuentes renovables. Sin embargo, dos países (Honduras y Nicaragua) reportan una alta dependencia petrolera (57% y 50%, respectivamente) y El Salvador y Panamá exhiben una dependencia petrolera mediana (entre el 34% y el 41%). Únicamente las industrias eléctricas costarricense y guatemalteca muestran una baja dependencia petrolera, con un porcentaje de generación eléctrica con derivados de petróleo por debajo del 12% y el 14%, respectivamente, pero el segundo país tiene una exposición significativa al carbón (18% en 2013, con expectativas a crecer en 2015).

#### **RECUADRO 1 VULNERABILIDAD PETROLERA Y TRANSPORTE EN CENTROAMÉRICA**

Los países centroamericanos son importadores netos de hidrocarburos, condición que contribuye a incrementar los impactos económicos y sociales asociados a eventuales choques petroleros. Como producto energético primario, el petróleo y sus derivados son utilizados, directa y/o indirectamente, en las distintas actividades económicas. El aumento de los costos de producción comprime márgenes y genera presiones inflacionarias, perjudicando en forma más relevante al transporte privado y colectivo, la producción de energía eléctrica y la industria con usos intensivos de energía. El presupuesto de los hogares se ve afectado por la necesidad de un mayor gasto en los rubros de energía y transporte, perjudicando en mayor proporción a las familias de menores ingresos (CEPAL, 2009b).

Los datos sobre el consumo sectorial de los derivados de petróleo muestran que a nivel centroamericano el sector transporte fue en el 2013 el principal consumidor de derivados del petróleo, con un promedio regional del 69%, seguido por la industria con el 23% y la producción de energía eléctrica con 14,6%. Por esa razón, el sector transporte ha sido el más afectado por las alzas de los combustibles. Para aminorar los impactos en las economías de las familias, la mayor parte de los países han recurrido a subsidios directos al transporte público de pasajeros. De igual forma la mayor parte de los países han llevado a cabo proyectos para modernizar el transporte público en las zonas metropolitanas (medidas para el ordenamiento del tráfico, soluciones tipo BRT —sistemas de buses rápidos— en cuatro ciudades capitales (Guatemala, Panamá, San Salvador y Tegucigalpa), la reincorporación del ferrocarril en Costa Rica y la primera línea del metro en la ciudad de Panamá). En materia de biocombustibles, dos países aprobaron una ley para promover su uso (Honduras y Panamá) y un tercer país ha implementado un programa de bioetanol en una zona específica (Costa Rica), en todos los casos con resultados modestos. En ningún país se han llevado a cabo estudios y planes maestros integrales del transporte con visión de largo plazo, existiendo iniciativas para mejorar la infraestructura de carreteras (incluyendo proyectos regionales para mejorar los corredores regionales) y la construcción de canales interoceánicos (secos y marinos). Mención especial merece la iniciativa de carbono neutralidad de Costa Rica, que considera cambios profundos en la producción y consumo de energía, siendo el transporte uno de los ejes que requerirán una profunda transformación.

Fuente: CEPAL, OLADE, elaboración propia.

Como dato positivo, debe observarse que desde 2006 la dependencia petrolera de la industria eléctrica de la subregión ha disminuido, en promedio, 4%, lo cual se logró gracias a las energías renovables (hidráulica y eólica) y a la diversificación de los combustibles fósiles. En 1999 entró en operación la primera termoeléctrica a base de carbón (en Guatemala). En 2011 dos países más utilizan ese combustible fósil en la producción de electricidad (Honduras y Panamá). En 2015 se tiene programada la entrada de una tercera carboeléctrica (en Guatemala).

### **3. Indicadores económicos**

En el cuadro 3 se resumen los principales indicadores de tipo económico de vulnerabilidad petrolera. Guatemala que es el país con la mayor población y el PIB más elevado de la subregión, registra los menores

indicadores petroleros per cápita (gasto o factura petrolera per cápita y consumo per cápita anual en hidrocarburos). En contraste, Panamá con la menor población y el mayor PIB per cápita, muestra un gasto y un consumo per cápita anual en hidrocarburos por encima de todos los países de la subregión, cuadruplicando los indicadores de Guatemala. Para el año de referencia (2013), Panamá registraba un gasto per cápita anual de 781 dólares y un consumo per cápita anual de 6 barriles. En otra perspectiva, los datos muestran que Nicaragua y Honduras tienen el más alto porcentaje de gasto en petróleo y sus derivados sobre el ingreso per cápita, en comparación con el resto de los países de la región, a pesar de que son los países que muestran los más bajos niveles de ingreso per cápita. En el 2013 los habitantes de dichos países gastaron 16,8% y 13,4% respectivamente, de su ingreso per cápita en petróleo y sus derivados. Por su parte, Costa Rica y Guatemala destinan un menor porcentaje de su ingreso per cápita al gasto de hidrocarburos (5,2% y 6,3% respectivamente). En una posición intermedia, aparecen El Salvador y Panamá.

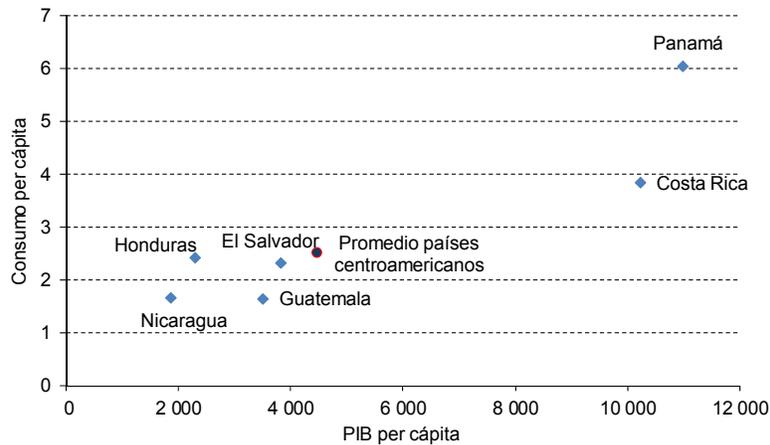
**CUADRO 3**  
**CENTROAMÉRICA: POBLACIÓN, PRODUCTO INTERNO BRUTO, CONSUMO DE HIDROCARBUROS Y GASTO PER CÁPITA ANUAL, 2013**

Indicadores	Promedio región	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Población	44,6	4,9	6,3	15,4	8,1	6,1	3,9
PIB ( <i>en miles de millones de dólares</i> )	200,4	49,7	24,3	54,1	18,6	11,3	42,4
PIB per cápita ( <i>en miles de dólares/habitante</i> )	4,5	10,2	3,8	3,5	2,3	1,9	11,0
Consumo y gasto anual de hidrocarburos (petróleo y derivados)							
Consumo ( <i>en millones de barriles</i> )	111,3	18,6	14,6	25,3	19,4	10,0	23,3
Consumo per cápita ( <i>en barriles/habitante</i> )	2,5	3,8	2,3	1,6	2,4	1,7	6,0
Gasto per cápita ( <i>en dólares</i> )	292,5	449,9	251,2	180,2	287,8	190,3	780,8
Gasto per cápita sobre PIB per cápita ( <i>en porcentajes</i> )	6,5	4,4	6,6	5,1	12,5	10,2	7,1

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

En general, se aprecia una correlación entre ingresos per cápita y consumos petroleros per cápita (véase el gráfico 5), con algunos matices; por ejemplo, el consumo petrolero per cápita de Costa Rica y Guatemala se ve influenciado por la alta participación de las energías renovables modernas (en el primer país) y las tradicionales, en el segundo. Honduras presenta un comportamiento singular, ya que supera en consumo petrolero per cápita a El Salvador y Guatemala, a pesar de tener un PIB per cápita inferior. Debe notarse que, salvo en Panamá, durante los últimos cinco años todos los países han reducido o han mantenido constante su consumo petrolero per cápita, lo cual contrasta con una tendencia de consumos crecientes que observada desde la década de los noventa. Panamá se aparta de ese patrón, cuyo consumo petrolero per cápita se incrementó en 24% en el período 2007-2013 (es decir, un crecimiento de 3,6% anual). Congruente con lo anterior también se observa en todos los países una disminución de la intensidad petrolera a partir de 2005, la que es menor en Panamá.

**GRÁFICO 5**  
**CENTROAMÉRICA: CONSUMO DE PETRÓLEO VERSUS PIB PER CÁPITA, 2013**  
*(En barriles por habitante)*



Fuente: Elaboración propia con base en cifras oficiales.

Nota. Se ha incluido en este gráfico a la República Dominicana, con fines comparativos y teniendo presente que ese país es miembro del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA).

#### 4. Aspectos relevantes del subsector petrolero en el período 2000-2013

La factura petrolera centroamericana pasó de alrededor de 2.960 millones de dólares en el año 2000 a 3.202, 11.249 y 13.048 millones de dólares en los años 2003, 2008 y 2013 (véase el cuadro 4). Un examen por países indica una afectación mayor en Honduras, país cuya factura petrolera se multiplicó 6,3 como consecuencia de un fuerte aumento del consumo de derivados del petróleo (5,3% anual en el período referido), más pronunciado aún en los combustibles para producción de electricidad (8,7%). Panamá y Costa Rica muestran incrementos superiores al promedio regional.

Dos grupos de indicadores demuestran la vulnerabilidad de las economías centroamericanas frente al alza en los precios de los hidrocarburos: las relaciones de la factura petrolera con el PIB y con las exportaciones de bienes y servicios (véanse los cuadros 5 y 6). En el año 2000 el primero de estos indicadores registraba un nivel regional de 4,3%, subiendo a 8,4% en 2008 y retrocediendo a 6,5% en 2013. En ese año, por encima de este promedio destacan Nicaragua y Honduras, cuya relación factura petrolera/PIB supera el 10%, en tanto que el resto de países muestra una proporción por debajo o cercana al promedio regional, entre 4,4% y 7,13%. Este indicador indica que, a nivel regional, el mayor esfuerzo financiero lo realizan Nicaragua y Honduras al destinar una fracción más alta de su ingreso doméstico anual al pago de sus importaciones de petróleo y sus derivados.

La relación factura petrolera/exportaciones es el indicador que muestra el porcentaje del pago de la factura petrolera con respecto a los ingresos de divisas provenientes de las exportaciones de bienes y servicios. En los años 2000, 2008 y 2013, a nivel de la región, este indicador registró valores de 10,2, 19,9 y 16,8 respectivamente. Panamá y Costa Rica han permanecido por debajo del promedio regional (véase el cuadro 6). En los otros cuatro países la factura petrolera representa alrededor de una cuarta parte de los ingresos por exportaciones. Sobre aspectos específicos del suministro, en el recuadro 2 se resumen los principales temas para el 2013.

**CUADRO 4**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA FACTURA PETROLERA, 2000-2013**  
*(En millones de dólares)*

Año	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
2000	2 959,6	455,4	519,9	738,7	358,9	277,6	609,0
2003	3 201,8	521,2	586,0	798,8	458,8	316,9	520,1
2006	6 878,2	1 232,1	1 120,6	1 762,9	1 052,8	645,2	1 064,6
2008	11 249,3	2 089,0	1 653,9	2 690,5	1 937,4	951,3	1 927,2
2013	13 048,4	2 186,2	1 589,2	2 777,9	2 323,6	1 154,2	3 017,3
Variación 2000-2013 <i>(en porcentajes)</i>	340,9	380,0	205,7	276,0	547,5	315,7	395,5
Variación 2003-2013 <i>(en porcentajes)</i>	307,5	319,4	171,2	247,7	406,5	264,2	480,2
Variación 2003-2008 <i>(en porcentajes)</i>	251,3	300,8	182,2	236,8	322,3	200,2	270,6

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

**CUADRO 5**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA RELACIÓN FACTURA PETROLERA  
 CON EL PRODUCTO INTERNO BRUTO, 2000-2013**  
*(En porcentajes)*

Países/promedio región	2000	2003	2006	2008	2013
Promedio de la región	4,3	5,3	6,6	8,4	6,5
Costa Rica	2,9	3,0	5,5	7,0	4,4
El Salvador	4,0	3,9	6,0	7,7	6,6
Guatemala	4,3	36,4	5,8	6,9	5,1
Honduras	5,0	5,6	9,6	14,0	12,5
Nicaragua	7,1	7,7	12,3	14,9	10,2
Panamá	5,2	4,0	6,2	8,4	7,1

Fuente: Elaborado con base a cifras oficiales de los países.

**CUADRO 6**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA RELACIÓN FACTURA PETROLERA  
 CON LAS EXPORTACIONES DE BIENES Y SERVICIOS, 2000-2013**  
*(En porcentajes)*

Países /promedio región	2000	2003	2006	2008	2013
Promedio de la región	10,2	10,4	15,5	19,9	16,8
Costa Rica	5,9	6,4	11,1	15,2	12,6
El Salvador	14,2	14,3	23,4	28,6	24,8
Guatemala	15,6	14,9	23,2	27,7	21,8
Honduras	9,3	10,6	17,5	27,2	25,9
Nicaragua	25,2	24,1	28,3	31,1	23,1
Panamá	7,8	6,8	8,5	11,2	11,1

Fuente: Elaborado con base a cifras oficiales de los países.

**RECUADRO 2**  
**ASPECTOS RELEVANTES DEL SUMINISTRO DE HIDROCARBUROS**  
**A LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS EN 2013**

En 2013 las importaciones de hidrocarburos de los países centroamericanos (incluyendo a Belice) totalizaron 118,2 millones de barriles (Mbl), de los que 103,8 Mbl (87,8%) correspondieron a derivados del petróleo y 14,4 Mbl (12,2%) a petróleo crudo. La factura de esas importaciones ascendió a 13,200 millones de dólares, cifra que representaron el 16,8% del valor de las exportaciones de bienes y servicios de la región. Un poco más de dos tercios (67,2%) de los hidrocarburos provinieron de puertos ubicados en los Estados Unidos; la participación de Venezuela (República Bolivariana de) alcanzó el 9,8% del volumen total importado. El tercero y cuarto lugares corresponden a Colombia (4,4%) y Ecuador (3%). El restante 15,7% perteneció a importaciones provenientes de 16 países.

El consumo total de hidrocarburos en los países referidos se ubicó en 115 Mbl (315,100 barriles diarios, mbd). Por países, en orden descendente, los países presentaron los siguientes niveles de consumo y participación relativa: Guatemala, 26,6 Mbl (23,1%); Panamá, 23,6 Mbl (20,5%); Honduras, 19,4 Mbl (16,9%); Costa Rica, 19,1 Mbl (16,6%); El Salvador, 14,7 Mbl (12,8%); Nicaragua, 10,4 Mbl (9%), y Belice, 1,2 Mbl (1%).

Tres de los países centroamericanos son signatarios de la iniciativa de cooperación petrolera venezolana conocida como PETROCARIBE (Belice, Honduras y Nicaragua). En dos países esa iniciativa no fue ratificada por las respectivas asambleas —El Salvador y Guatemala—; sin embargo, el primero ha recibido inversiones y suministros petroleros, gracias a la participación de un grupo de municipalidades. Aunque significativa, la porción del mercado de hidrocarburos servido con crudo y derivados venezolanos es pequeña; el monto de las importaciones alcanzó 1.300 millones de dólares, que representa 9,8% de la factura total. No obstante, la cooperación del mecanismo referido, que permite diferir el pago en una parte de la factura (con tasas preferenciales y repago a largo plazo) para financiar proyectos de desarrollo, ha tenido un importante impacto en los países beneficiarios.

Mínimo avance han tenido dos importantes iniciativas para construcción de sendas refinerías regionales, una con cooperación china en Costa Rica (Moin, en el Océano Atlántico) y otro con cooperación venezolana en Nicaragua (Nagarote, en el Océano Pacífico).

En cuanto a empresas, se reafirma la tendencia de salida de grandes corporativos internacionales, espacio que ha sido ocupado principalmente por nuevos grupos petroleros subregionales (Terra y Delta) y la consolidación de Alba Petróleos en El Salvador y Nicaragua. Al adquirir los activos de Exxon-Mobil en Guatemala, Honduras y Panamá (con ello ha finalizando el proceso de salida de esa transnacional de la región), el grupo Puma ha alcanzado el 14,7% de las estaciones de servicio en la región. En 2013 la participación de la única multinacional que permanece (Chevron-Texaco) tuvo el 9,6% del mercado de diesel y gasolinas.

En la distribución minorista el número de estaciones de servicio registrado en la región en 2013 fue de 3.597. Las ventas promedio anuales por estación (en mbl) fueron del siguiente orden: 33,3 en Costa Rica, 25,1 en Panamá, 20,2 en Honduras, 14,7 en El Salvador, 13,1 en Guatemala y 12,3 en Nicaragua, números que están relacionados con los rendimientos económicos de la actividad y los efectos de la competencia (CEPAL, 2014a).

Fuente: CEPAL, OLADE, elaboración propia.

## B. LA ELECTRICIDAD

### 1. La situación actual

A diciembre de 2013, la capacidad instalada en los seis sistemas que conforman el Mercado Eléctrico Regional (MER) de Centroamérica fue de 12.878 MW, el parque generador está repartido en las siguientes proporciones: 23% en Guatemala; 21% en Costa Rica; 20% en Panamá; 14% en Honduras;

12% en El Salvador, y 10% en Nicaragua (véase el cuadro 7). La producción de electricidad en los seis países centroamericanos ascendió a 45.808 GWh, la cual fue generada a partir de las siguientes fuentes: hidráulica (47,3%), derivados del petróleo (30,8%), geotermia (8,2%), carbón (5,6%), bagazo de caña en ingenios azucareros (5%), viento (3%) y una pequeña fracción a partir de biogás y energía solar. Lo anterior significa que 63,6% producida en 2013 correspondió a los aportes de las fuentes renovables de energía (FRE).<sup>20</sup> Por países, las FRE registraron la siguiente participación: Costa Rica (88,2%); Guatemala (68,6%); El Salvador (59,5%); Panamá (58,2%); Nicaragua (50,4%) y Honduras (41,5%), (CEPAL, 2014b).

**CUADRO 7**  
**CENTROAMÉRICA: OFERTA Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2013**

País	Total	Hidro	Geo	Eólica	Cogener.	Solar	Biogás	Térmica	Porcentajes
Potencia instalada ( <i>en MW</i> )									
Centroamérica	12 877,8	5 380,7	625,6	416,7	1 034,9	1,0	10,1	5 408,8	100,0
Costa Rica	2 731,2	1 725,3	217,5	148,1	40,0	1,0	3,7	595,7	21,2
El Salvador	1 583,5	487,5	204,4	0,0	129,5	n.d.	6,4	755,7	12,3
Guatemala	2 968,4	996,6	49,2	0,0	594,2	n.d.	n.d.	1 328,4	23,1
Honduras	1 806,441	557,9	0,0	102,0	137,5	n.d.	n.d.	1 009,1	14,0
Nicaragua	1 271,7	119,7	154,5	146,6	133,8	n.d.	n.d.	717,0	9,9
Panamá	2 516,2	1 493,8	0,0	20,0	n.d.	n.d.	n.d.	1 002,4	19,5
Generación ( <i>en GWh</i> )									
Centroamérica	45 807,7	21 671,4	3 778,8	1 351,4	2 305,9	1,4	32,8	16 665,9	100,0
Costa Rica	10 136,1	6 851,0	1 516,7	484,6	86,3	1,4	0,0	1 196,0	22,1
El Salvador	5 967,7	1 847,8	1 442,4	0,0	228,6	n.d.	32,8	2 416,1	13,0
Guatemala	9 270,6	4 630,8	212,3	0,0	1 520,5	n.d.	n.d.	2 906,9	20,2
Honduras	7 826,7	2 739,2	0,0	310,2	195,3	n.d.	n.d.	4 581,9	17,1
Nicaragua	3 744,7	448,2	607,3	555,0	275,2	n.d.	n.d.	1 858,9	8,2
Panamá	8 862,0	5 154,3	0,0	1,6	n.d.	n.d.	n.d.	3 706,0	19,3

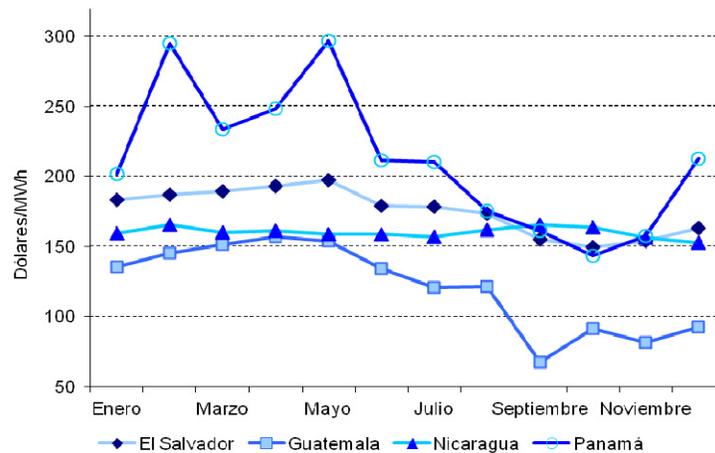
Fuente: Elaborado con base en cifras oficiales de los países (CEPAL, 2014b).

Notas: Hidro (hidroeléctrica), Geo (geotérmica) y Cogener. (cogeneración en ingenios azucareros).

La producción de las FRE en 2013 fue inferior en 1% con respecto a la registrada durante 2012. La explicación de esta reducción se encuentra en fenómenos climatológicos que afectaron especialmente a Costa Rica y Panamá, que registraron precipitaciones pluviales por debajo del promedio y retrasos en la entrada de la temporada de lluvias, lo que mermó la producción hidroeléctrica. En el caso panameño, un atraso en la entrada del período de lluvias llevó a una disminución drástica de los embalses de Bayano y Fortuna, obligando al gobierno, durante el mes de mayo, a poner en marcha una campaña de ahorro de energía, que incluyó medidas para restringir el uso de aires acondicionados, la modificación de horarios en las escuelas y en el sector público, el uso de la autogeneración en el comercio y la industria y la importación de energía de los países vecinos. Esa situación tuvo impactos en los precios de energía, situación que se ilustra en el gráfico 6, en donde aparecen los precios promedio mensuales de los mercados de ocasión en los cuatro países que poseen mercados mayoristas de electricidad.

<sup>20</sup> Ello bajo el supuesto que toda la energía inyectada por los ingenios azucareros a las redes de alta tensión fue producida con bagazo de caña. Se sabe que una pequeña porción de esa energía es producida con carbón en uno de los ingenios guatemaltecos, fuera del período de zafra.

**GRÁFICO 6**  
**CENTROAMÉRICA: PRECIOS PROMEDIO DE ENERGÍA**  
**EN LOS MERCADOS SPOT, 2013**  
 (En dólares/MWh)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de cifras oficiales.

Nota: No se incluye Costa Rica ni Honduras, en donde no existe la figura de mercados de ocasión.

Las ventas totales de electricidad (consumo de energía, que incluyen a los mercados regulados y libres) ascendieron a 37.804 GWh, <sup>21</sup> con las siguientes participaciones: Costa Rica 23,7%; Guatemala 20,1%; Panamá 19,7%; El Salvador 14,5; Honduras 14,4%; y Nicaragua 7,7%. Los mercados regulados son mayoritarios (91% del MER), los mercados libres participaron con el 30,9% en Guatemala, 7,2% en El Salvador, 5,4% en Panamá y 3,3% en Nicaragua. En los otros dos países todas las ventas de electricidad fueron realizadas en su totalidad en los mercados regulados (CEPAL, 2014b).

En los cuatro mercados eléctricos descentralizados referidos existen mecanismos de subasta diaria para calcular los precios de equilibrio del mercado (precio *spot* de electricidad). <sup>22</sup> Un resumen de los precios promedio mensuales durante 2013 se muestra en el gráfico 6, en el cual se pueden apreciar la estacionalidad derivada de los regímenes de lluvia, una tendencia de baja del precio hacia fin de año (efecto de la disminución de los precios del petróleo y sus derivados) y la amplia brecha de precios entre el norte (Guatemala) y el sur (Panamá), que es la explicación económica de los flujos dominantes de energía de norte a sur que se han registrado en el Sistema de la Interconexión Centroamericana (SIEPAC) durante los últimos años.

<sup>21</sup> En términos monetarios, las ventas de electricidad al consumidor final regulado fueron del orden de 7.028 millones de dólares durante 2013, cifra que se incrementaría en 5% al considerar las ventas del mercado no regulado.

<sup>22</sup> El mercado *spot* de electricidad consiste en una casa de subastas, representada por el operador del mercado y un determinado número de oferentes (empresas de generación, comercialización, distribuidoras y grandes consumidores). Las empresas de generación presentan sus ofertas su producción y los otros agentes los bloques horarios de energía que necesitan, ambas con los correspondientes precios de compraventa.

El número de usuarios finales del servicio regulado de electricidad alcanzó los 9,35 millones (a diciembre de 2013), distribuidos de la siguiente forma: Guatemala (2,80), El Salvador (1,63), Costa Rica (1,57), Honduras (1,48), Nicaragua (0,94) y Panamá (0,92).

Las pérdidas de electricidad (técnicas y no técnicas) fueron de 17,4% (pérdidas promedio anuales durante el año 2013). Por países, tuvieron los siguientes valores: 11,6% en Costa Rica, 12,1% en El Salvador, 13,9% en Panamá, 16,8% en Guatemala, 22,8% en Nicaragua y 31,2% en Honduras. Comparado con 2012, tres países registraron una reducción en el indicador referido (El Salvador, Nicaragua y Panamá); Costa Rica permaneció sin cambio y los otros dos tuvieron un incremento (CEPAL, 2014b).

Desde la perspectiva de la demanda de energía, el mayor mercado eléctrico de la región es el costarricense. En relación con Costa Rica, en 2013 los mercados de los otros países tuvieron los siguientes tamaños: Guatemala 88%; Panamá 86%; Honduras 78%; El Salvador 61%, y Nicaragua 37% (CEPAL, 2014b).<sup>23</sup> Desde la perspectiva de la oferta, el mayor mercado es el guatemalteco, en donde existe una significativa capacidad excedentaria que le permite exportar hacia los vecinos durante todos los meses del año. Los demás países, con excepción de Honduras (que registró racionamientos en 2013), únicamente cuentan con una pequeña capacidad excedentaria estacional.

Durante 2013 las importaciones regionales de electricidad representaron el 2,1% de la demanda eléctrica regional, cifra que significó un importante aumento comparado con el valor registrado en 2012, (1,2%), pero que todavía fue un valor modesto en comparación con la capacidad que ofrece la nueva infraestructura del SIEPAC, cuyo último tramo entró en operación en octubre de 2014.

El sistema de Belice no se encuentra interconectado con los países centroamericanos pero sí cuenta con un enlace eléctrico con México. La capacidad instalada de este país es del orden de 186 MW (USEIA, 2014). En 2013 su mercado de electricidad (a nivel de producción local e importaciones de México) fue del orden de 551 GWh (1,2% del MER). Esa energía fue producida por las siguientes fuentes: hidroeléctricas 47%; cogeneración en ingenios azucareros 9%; termoeléctrica convencional 2%, y compras a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México 42%.<sup>24</sup>

## **2. Evolución de variables relevantes de la industria eléctrica centroamericana en el período 2000-2013**

En los cuadros 8 y 9 se muestra un resumen a nivel regional de la evolución de la oferta de electricidad en el MER (capacidad instalada y producción de electricidad, por tecnología y por régimen de propiedad, respectivamente). En el cuadro 10 se presenta la evolución de las demandas de potencia y de energía para la región y para cada país (en nodos de alta tensión y a nivel de ventas). En los gráficos 7 y 8 se muestra la evolución de las pérdidas totales (técnicas y no técnicas) y el índice de electrificación. Sobre los precios de la electricidad, se presenta un resumen de la evolución de los precios regulados para el sector industrial (véase el gráfico 9) y los precios de los mercados *spot* o de ocasión (precios libres, no regulados, gráfico 10). Únicamente se muestran un grupo de años del período 2000-2013. En el anexo se presenta la información en forma anual, así como otros datos relevantes de los mercados nacionales y el MER durante el período de análisis. A partir de esos resultados se hacen las siguientes observaciones:

<sup>23</sup> Belice, no integrado al mercado eléctrico centroamericano, representa el 3% del mercado eléctrico costarricense.

<sup>24</sup> Esta energía proviene de plantas ubicadas en los estados mexicanos de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, en su mayor parte energía termoeléctrica producida a partir de gas natural o *búnker*.

**CUADRO 8**  
**CENTROAMÉRICA: CAPACIDAD INSTALADA, 2000-2013**

	2000	2003	2006	2008	2013
Total ( <i>en MW</i> )	7 256,6	8 287,2	9 369,1	10 271,0	12 877,8
Renovable	3 965,9	4 579,9	5 185,4	5 543,5	7 469,0
Hidro	3 312,9	3 726,4	4 080,8	4 283,6	5 380,7
Geo	405,2	434,4	433,4	501,6	625,6
Eólica	42,5	68,6	68,6	69,9	416,7
Cogeneración	205,3	350,5	602,6	688,4	1 034,9
Solar				0,0	1,0
Biogás				0,0	10,1
No renovable	3 290,7	3 707,3	4 183,7	4 727,5	5 408,8
Pública	3 516,2	3 661,7	3 675,8	4 012,0	4 538,4
Privada	3 740,4	4 625,5	5 693,3	6 259,0	8 339,4
Participación porcentual con respecto al total anual ( <i>en porcentajes</i> )					
Renovable	54,7	55,3	55,3	54,0	58,0
No renovable	45,3	44,7	44,7	46,0	42,0
Pública	48,5	44,2	39,2	39,1	35,2
Privada	51,5	55,8	60,8	60,9	64,8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

#### a) Oferta y producción de energía eléctrica

En la década de 1990 del siglo pasado se observó en la región una tendencia a la reducción de las energías renovables, patrón que, con excepción de Costa Rica, fue seguido en todos los países motivado por los bajos precios del petróleo y sus derivados y por la facilidad de ejecutar en plazos cortos (de menos de 24 meses) equipamientos termoeléctricos basados en grupos electrógenos de combustión interna. Esa opción permitió la transición de los esquemas públicos y mercados eléctricos centralizados (con empresas públicas de electricidad integradas) a mercados liberalizados en un período de grandes transformaciones de la industria eléctrica (desintegración de las principales actividades de la industria eléctrica: producción, transmisión, distribución y en algunos casos la comercialización). En algunos países la opción referida también permitió eliminar situaciones de desabastecimiento eléctrico. De esa forma la participación regional de las FRE se redujo: en 1990 el 70% de la capacidad instalada y el 91% de la producción de electricidad correspondió a renovables, en 2003 solamente 55,3% y 57,7% respectivamente. A partir de 2004, a nivel regional empieza un nuevo ciclo de expansión de las FRE lo cual es el resultado de una serie de acciones nacionales, que en algunos vienen de políticas promovidas y/o iniciadas desde la década anterior (1990), o bien de nuevas acciones que buscaban reducir la vulnerabilidad a los altos precios del petróleo y sus derivados (tendencia que empezó a manifestarse con más fuerza a partir de 2003).

Del primer grupo de acciones (tomadas previo o como parte de las reformas de la industria eléctrica de la década de 1990) resaltan las leyes de generación autónoma o paralela en Costa Rica; las contrataciones de generación renovable independiente realizadas en Guatemala antes de la aprobación de la Ley de Electricidad; el incentivo a las FRE incluido en la ley de electricidad de Honduras (1994) y la

continuación de importantes proyectos hidroeléctricos y geotérmicos en El Salvador y Panamá. Esas acciones se vieron cristalizadas con proyectos que empezaron a operar en los primeros años del presente milenio.

**CUADRO 9**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN, 2000-2013**

	2000	2003	2006	2008	2013
Total ( <i>en GWh</i> )	26 955,3	31 306,9	36 380,2	39 145,3	45 807,7
Renovable	18 321,4	18 063,1	22 055,2	24 718,2	29 141,8
Hidro	15 417,8	14 530,1	17 790,5	19 828,3	21 671,4
Geo	1 999,3	2 502,5	2 635,6	3 113,3	3 778,8
Eólica	182,7	230,0	273,5	198,2	1 351,4
Cogeneración	721,6	800,5	1 355,6	1 577,3	2 305,9
Solar				0,0	1,4
Biogás				1,1	32,8
No renovable	8 633,9	13 243,8	14 325,0	14 427,1	16 665,9
Pública	13 370,3	12 539,7	14 776,0	16 130,5	16 436,9
Privada	13 585,0	18 767,2	21 604,2	23 014,8	29 370,9
Participación porcentual con respecto al total anual ( <i>en porcentajes</i> )					
Renovable	68,0	57,7	60,6	63,1	63,6
No renovable	32,0	42,3	39,4	36,9	36,4
Pública	49,6	40,1	40,6	41,2	35,9
Privada	50,4	59,9	59,4	58,8	64,1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Hasta diciembre de 2013, la capacidad instalada y el aporte de la energía solar y el biogás han sido marginales. La energía solar empieza a figurar en 2014 (8,4 MW instalados y 10,1 GWh de producción), siendo el 2015 el año del despliegue de esa tecnología con proyectos de capacidad significativa (mayores de 50 MW), que están entrando en operación en Guatemala y Honduras (CEPAL, 2015). En el caso del biogás, las evaluaciones del potencial existente en el aprovechamiento de vertederos indican que el aporte energético es pequeño, pero con grandes beneficios ambientales (Janssen, 2010).

A partir de 2003 y como acciones para mitigar los efectos de los precios de los derivados del petróleo, Costa Rica aprobó una ley especial para la participación de las cooperativas de electrificación (que les permite ejecutar proyectos de una capacidad de hasta 50MW).<sup>25</sup> Los demás países aprobaron leyes de promoción de las FRE, las cuales incluyen beneficios fiscales (exoneración de aranceles de importación para bienes de capital y otros insumos asociados por los primeros años, y exoneración del impuesto sobre la renta para los primeros años de operación del proyecto y, en algunos casos, deducción del impuesto sobre la renta de algunos costos de preinversión) y a veces una tarifa preferencial de acceso y peaje en el sistema de transmisión (por ejemplo, en el caso de Panamá: hasta 10 MW de capacidad instalada no estarán sujetos a ningún cargo de transmisión). En estos países los entes reguladores,

<sup>25</sup> Ley de participación de cooperativas y municipalidades (Ley 8343 del 25 de marzo de 2003).

siguiendo lineamientos de la planificación indicativa realizada por los ministerios y entes rectores del sector energía, han realizado licitaciones por tecnología, esquemas de contratación de largo plazo, que incluyen bloques especiales para pequeñas y medianas hidroeléctricas y eólicas, y recientemente para centrales fotovoltaicas. De igual forma también han promocionado la generación renovable distribuida y el acceso abierto de las redes de distribución para la incorporación de la producción renovable a pequeña escala.

Solamente un país construyó y puso en operación una gran hidroeléctrica (Changuinola en Panamá, 223 MW, inaugurada en 2012).<sup>26</sup> Costa Rica y Nicaragua han iniciado la construcción de proyectos de gran tamaño (de capacidad mayor a 200 MW),<sup>27</sup> en tanto que Guatemala y Honduras han tenido dificultad para iniciar este tipo de obras.<sup>28</sup> El panorama ha sido diferente para las hidroeléctricas de capacidad mediana (de entre 50 y 175 MW), pequeña (5 MW-49 MW) y micro (menor a 5 MW), que en su mayor parte han sido ejecutadas por el sector privado.

Deben referirse las dificultades crecientes que han venido enfrentando los proyectos hidroeléctricos, especialmente los de capacidades mediana y grande, independientes de su modalidad de ejecución (estatal, privada o público-privada). Además de los problemas de financiamiento, dado que por su monto generalmente requieren de varias fuentes y operaciones financieras complicadas, los estudios de preinversión deben incluir evaluaciones ambientales y sociales, y las obras y acciones de mitigación ambiental y compensación social, que incrementan el costo de los trabajos y podrían poner en desventaja a estas centrales con respecto a los generadores termoelectricos. Por otra parte, la oposición social a las

---

<sup>26</sup> La central hidroeléctrica Changuinola está ubicada en el distrito de Changuinola, corregimiento de Valle del Riscó, provincia de Bocas del Toro. Utiliza las aguas de los ríos Changuinola y Culubre. La inversión fue de alrededor de 630 millones de dólares y la producción firme se estima en 1.046 GWh/año, constituyendo la mayor instalación de ese tipo llevada a cabo en la región en los últimos 28 años (desde la entrada en operación de las grandes hidroeléctricas Chixoy en Guatemala y Fortuna en Panamá).

<sup>27</sup> El ICE de Costa Rica inició en 2012 la construcción de la central hidroeléctrica Reventazón, que tendrá una capacidad de 305,5 MW, una generación anual promedio anual de 1.407 GWh y un costo estimado en 1.443 millones de dólares. El ICE también ha iniciado las obras de preinversión de la hidroeléctrica El Diquís (630 MW), que será el proyecto más grande de Centroamérica. En Nicaragua el consorcio “Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua” anunció el inicio de construcción de la hidroeléctrica Tumarín (253 MW) para el 2015, estimando la inversión en más de 1.000 millones de dólares y finalizando en 2019.

<sup>28</sup> En Guatemala la estatal INDE ha tenido dificultad para finalizar los estudios de factibilidad de la hidroeléctrica Xalalá (181 MW). En Honduras la empresa pública ENEE ha iniciado la construcción de caminos de acceso e infraestructura básica para la hidroeléctrica Piedras Amarillas (Patuca 3, 100 MW), en tanto la banca de China anunció a finales de 2014 la aprobación de un préstamo para la construcción de dicha hidroeléctrica que se implementará bajo el esquema BOT (Construir, Operar y Transferir, por sus siglas en inglés), dentro del marco de la cooperación técnica con la provincia china de Taiwán.

hidroeléctricas, presente en todos los países, cobra dimensiones alarmantes en algunos casos.<sup>29</sup> A todo lo anterior hay que agregar los riesgos técnicos asociados a la complejidad de la infraestructura en obras de gran escala.<sup>30</sup>

El panorama ha sido muy favorable para la energía eólica, cuya capacidad ha crecido en casi 10 veces en el transcurso del presente milenio (véase el cuadro 8), tres países tienen importantes centrales de ese tipo (Costa Rica, Honduras y Nicaragua; en este último país en 2013 la energía eólica representó el 14,8% de la producción de electricidad del país), y dos más tienen en construcción sus primeras centrales de esa tecnología (Guatemala y Panamá). Igualmente favorable es el panorama de la energía solar en donde tres países recientemente han realizado licitaciones y tienen en operación y construcción

---

<sup>29</sup> En Guatemala, en los últimos años y en varios departamentos del nororiente y noroccidente del país se han levantado voces de protesta de las poblaciones locales que se oponen a la instalación de empresas vinculadas a la explotación de los recursos naturales renovables y no renovables. También se ha venido gestando un movimiento en contra de las empresas encargadas de la distribución de electricidad en el país, que basa su descontento en la mala calidad y altos precios de las tarifas de electricidad. Adicionalmente, persisten los reclamos de poblaciones afectadas por el embalse de la hidroeléctrica Chixoy, cuya construcción se llevó a cabo entre 1977 y 1983. Recientemente el hecho de que el congreso de los Estados Unidos condicionó la ayuda para el país (incluyendo algunos créditos de organismos internacionales) al resarcimiento total de los daños en las poblaciones afectadas por esa hidroeléctrica (*Bank Information Center*, 2014). Todo lo anterior ha afectado en especial el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y de transmisión y distribución de energía eléctrica. La Política Energética 2013-2027 ha dado especial importancia a la contribución al desarrollo sostenible de las comunidades en donde se ejecutan proyectos energéticos, impulsando las siguientes acciones: a) institucionalizar espacios de participación y diálogo entre diferentes actores clave para un abordaje social de proyectos energéticos; b) desarrollar estudios técnicos base que evalúen los impactos económicos, sociales y ambientales de proyectos energéticos, y c) promover la responsabilidad social empresarial como un medio para fortalecer el desarrollo sostenible en los niveles local y central mediante los contratos de autorización de uso de bienes de dominio público (MEM, 2013).

<sup>30</sup> a) La hidroeléctrica Parris (134 MW) en Costa Rica, cuya construcción llevó 14 años, duplicó su costo (de 300 millones de dólares inicialmente presupuestados a 600 millones que se contabilizaban al momento de su inauguración en 2011). Diversos inconvenientes (severos daños producidos por la tormenta tropical Alma —finales de mayo de 2008— que inundó gran parte del sitio en donde se construía la presa, dañando maquinaria, las bandas transportadoras de concreto, carreteras y puentes; problemas en la financiación; alza de precios en los insumos para la construcción, y límites legales en la capacidad de endeudamiento de la estatal ICE) fueron causa del considerable atraso en la conclusión del proyecto, que debió entrar en operación en el 2006. Ello provocó un impacto fuerte en el costo de producción, que se estima en alrededor de 0,19 dólares/kWh, casi el doble del promedio de la energía hidroeléctrica producida en el país (0,10 dólares/kWh), y ha contribuido en el aumento de las tarifas al consumidor final; b) otro ejemplo, de menor escala, pero de costos significativos, ha sido el caso de la hidroeléctrica el Chaparral (64,5 MW) en El Salvador, cuyas obras fueron paralizadas luego de detectarse algunas fallas, tras el paso de las tormentas Agatha y Alex (en mayo y junio de 2010), que ponían en peligro los cimientos de la represa. Actualmente se hacen arreglos para el rediseño de la presa, y c) en Guatemala, en octubre de 2013 un gigantesco deslizamiento de tierra soterró la casa de máquinas de una pequeña hidroeléctrica en construcción (Cerro Vivo, 2,4 MW), ocasionando la muerte de tres personas. Las causas de ese desastre se atribuyen a la deforestación desmedida y las lluvias que provocaron la saturación del suelo. La información de las notas anteriores corresponde a notas de prensa que se muestran en la bibliografía.

importantes instalaciones de ese tipo.<sup>31</sup> El rápido avance registrado y esperado en estas tecnologías (viento y radiación solar, conocidas como “Energías Renovables no Convencionales”) ha sido posible gracias a la reducción de su precio y a las buenas dotaciones de recursos. Sin embargo, la variabilidad que presentan estas energías tiene un impacto considerable en la reserva rodante de los sistemas. Además, generalmente requieren inversiones para la ampliación y adecuación de transmisión, subtransmisión y transformación eléctrica. Esos factores limitarán la incorporación de grandes bloques eólicos y fotovoltaicos.

Teniendo presente lo anterior, en el recuadro 3 se resumen los aspectos más relevantes de la producción de energía en la región en el período 2003-2013.

**RECUADRO 3**  
**CENTROAMÉRICA: ASPECTOS RELEVANTES DE LA PRODUCCIÓN**  
**DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÍODO 2003-2013**

1) La producción de energía eléctrica creció a una tasa anual del 3,9%. Por países, se observaron los siguientes crecimientos: 5,4% en Honduras; 4,8% en Panamá; 3,9% en Nicaragua; 3,5% en Guatemala; 3% en Costa Rica, y 2,9% en El Salvador.

2) La región revirtió la tendencia decreciente que se venía observando en la participación de las energías renovables, incrementando la participación de éstas, de 57,7% a 63,6%. En términos absolutos, en el período de referencia se registró un aumento neto del 61% de la energía renovable versus 25%, que constituyó el incremento de la producción a base de combustibles fósiles.

3) Todos los países han obtenido resultados significativos en el avance de las FRE, mereciendo destacarse el caso nicaragüense por una serie de acciones y decisiones que permitieron al país salir de una crisis de abastecimiento eléctrico y, además, promover exitosamente una estrategia para el desarrollo de las fuentes renovables de energía. En 2009 aprobaron un plan estratégico que planteaba el cambio de la matriz energética, diversificando las fuentes de generación e impulsando las FRE.<sup>a</sup> Como referencia del éxito de esta estrategia, puede mencionarse que en 2013 Nicaragua ocupó el tercer lugar detrás de Brasil y de Chile, como países que más utilizan energías renovables (resultados de la evaluación y publicación periódica del BID y Bloomberg conocida como Climascopio; cabe señalar que Nicaragua y Panamá fueron los únicos países de Centroamérica en posicionarse entre los primeros diez puestos de América Latina) (BID, 2013).

(continúa)

<sup>31</sup> a) En Guatemala la planta solar Sibó (5 MW) comenzó a operar en mayo de 2014 y está en construcción un proyecto de 50 MW programado para iniciar operación en 2015; b) en Honduras, a finales de 2013 la estatal ENEE llevó a cabo una ronda licitatoria fotovoltaica, en la cual, además del premio de 10% adicional al costo marginal de corto plazo, ofrecieron 0,03 dólares/kWh, obteniendo ofertas (contratos) de más de 619 MW, de las cuales tendrán el premio los primeros 350 MW. Constituyen resultados alentadores, pero la viabilidad técnica (por las restricciones de la red y de reserva rodante del sistema) y financiera (por los problemas financieros de la ENEE) limitará el número de desarrollos fotovoltaicos; c) en El Salvador se realizó la primera licitación renovable en 2013 (se adjudicaron 30 MW a 35 proyectos de tecnologías fotovoltaica, biodigestores y pequeñas hidroeléctricas). En 2014 se llevó a cabo una segunda licitación de 100 MW renovables (32 proyectos, fotovoltaicos por 60 MW y una eólica de 40 MW), y d) en Panamá la estatal Etesa llevó a cabo una licitación para el suministro de un equivalente de 66 MW fotovoltaicos en un contrato a término por 20 años, que deberá generar a partir de enero de 2017.

**RECUADRO 3 (Conclusión)**

4) Honduras presenta el mayor rezago en el desarrollo de las energías renovables, no obstante que podría ser el país que ha ofrecido mayores incentivos a las FRE (entre ellos, el premio de un 10% del costo marginal de corto plazo que la Ley de la industria eléctrica de 1994 les garantiza a las renovables). Recientemente fue aprobada una nueva ley para el ordenamiento de su industria eléctrica (2014). Previo a la aprobación de dicha Ley, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) realizó una licitación de energía fotovoltaica, contratando alrededor de 620 MW. Los primeros 350 MW que se conecten a la red tendrán un premio de 0,03 dólares/kWh. Estos proyectos entrarán a partir del 2015.

5) La diversificación de los combustibles fósiles utilizados en la producción de electricidad ha sido pequeña y lenta y hasta el momento solamente a favor del carbón, el cual ha desplazado una fracción pequeña de los derivados del petróleo. En 2003 el 2,9% de la producción de electricidad fue a partir de ese combustible, el cual incrementó su participación a 5,6% en 2014.<sup>b</sup> El carbón es utilizado en seis termoeléctricas (3 en Guatemala, 2 en Honduras y 1 en Panamá). En los próximos tres años (2015-2017) se espera un incremento de este energético como consecuencia de la entrada de una termoeléctrica importante en Guatemala,<sup>c</sup> volviendo a disminuir a partir de los proyectos de gas natural que entrarán a operar a partir de 2018.

Fuente: CEPAL, elaboración propia.

<sup>a</sup> A partir de 2007, en un lapso de tres años y medio, la capacidad nominal de generación fue incrementada en 320 MW. La mayor parte de estas inversiones se realizaron con la cooperación del Gobierno de Venezuela (República Bolivariana de). En febrero de 2009, la generadora eólica privada Amayo puso en operación 40 MW de generación eólica. A diciembre de 2013 registraban 147 MW de capacidad instalada eólica, que les permitió generar casi el 15% de la energía producida en el país.

<sup>b</sup> En 2003 la producción carboeléctrica fue de 892 GWh, incrementando a 2.555 GWh en 2013.

<sup>c</sup> Se trata de la carboeléctrica Jaguar *Energy* Guatemala (JEG), ubicada en Escuintla, cuya finalización se estimaba para mayo de 2015. Se convertirá en la productora más grande de su tipo en Centroamérica.

**b) Demanda de energía eléctrica**

En el período de análisis (2003-2013), la demanda de energía eléctrica (medida a partir de las inyecciones de energía en los nodos de alta tensión) tuvo un crecimiento del 3,9% anual, cifra sustancialmente menor que el crecimiento observado en años anteriores (por ejemplo, en el cuatrienio 2000-2003, que fue de 8,2%; véase el cuadro 10).

El menor crecimiento de la demanda de energía eléctrica obedece a un menor dinamismo de las economías y también a una mayor racionalidad de los consumidores, como respuesta a precios más altos de la electricidad. Por países se observaron diferencias sustanciales: 5,1% en Panamá; 4,8% en Honduras; 4% en Nicaragua; 3,8% en Guatemala; 3,2% en Costa Rica, y 2,6% en El Salvador.

Las ventas finales de energía registran aumentos más bajos (4,6%) o iguales (3,9%) a la demanda de energía en los períodos 2000-2003 y 2003-2013, respectivamente. Las diferencias se explican por las pérdidas de energía.

**CUADRO 10**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA, 2000-2013**  
*(En MW y GWh)*

Año	Centroamérica	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Demanda máxima de potencia <i>(en MW)</i> <sup>a</sup>							
2000	4 772,4	1 121,3	758,0	1 017,3	702,0	396,8	777,0
2003	5 403,9	1 253,0	785,0	1 184,9	856,5	441,6	882,9
2006	6 285,1	1 461,4	881,0	1 382,6	1 088,0	500,8	971,3
2008	6 655,4	1 525,8	924,0	1 430,1	1 205,0	506,3	1 064,3
2013	7 560,8	1 592,9	1 004,0	1 563,6	1 336,3	620,1	1 443,9
Demanda de energía <i>(en GWh)</i> <sup>b</sup>							
2000	26 675,0	6 388,8	4 086,2	5 229,7	4 014,2	2 210,2	4 745,9
2003	31 200,4	7 433,4	4 812,5	6 173,2	4 943,4	2 551,8	5 286,1
2006	36 080,5	8 641,6	5 470,3	7 354,5	6 016,4	2 882,0	5 715,7
2008	39 067,3	9 346,9	5 810,2	7 832,4	6 833,6	3 064,2	6 180,0
2013	45 794,5	10 177,8	6 250,7	8 949,4	7 933,4	3 780,4	8 702,9
Crecimientos anuales de la demanda de potencia <i>(en porcentajes)</i>							
2000-2003	6,4	5,7	1,8	7,9	10,5	5,5	6,6
2003-2013	3,4	2,4	2,5	2,8	4,5	3,5	5,0
Crecimientos anuales de la demanda de energía <i>(en porcentajes)</i>							
2000-2003	8,2	7,9	8,5	8,6	11,0	7,5	5,5
2003-2013	3,9	3,2	2,6	3,8	4,8	4,0	5,1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

<sup>a</sup> Se refiere a la demanda de potencia de punta. A nivel regional es no coincidente.

<sup>b</sup> Es la energía disponible en nodos de alta y media tensión para consumo local en cada país.

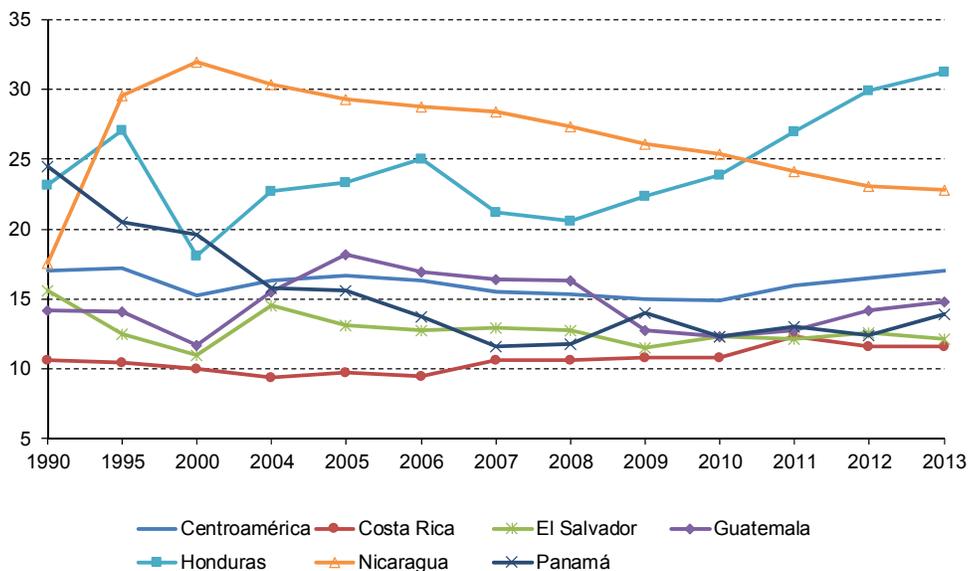
### c) Pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas de energía en la región (técnicas y no técnicas) se han mantenido en promedio al mismo nivel en el período 2003-2013 (17,4%), habiendo registrado un mínimo de 15,6% en 2009 (véase el gráfico 7, que muestra la evolución de las pérdidas para el período 1990-2013). En general, ha sido difícil para los países mantener una tendencia decreciente de las pérdidas; generalmente se observa una reversión de las tendencias, lo cual puede obedecer, entre otras razones, al rezago de inversiones en transmisión y distribución y a la debilidad de los mecanismos de control y regulación de las pérdidas. En el período 2003-2013 cuatro países redujeron sus pérdidas (Nicaragua en 9,7%; Panamá en 4,5%; Guatemala en 0,5%, y El Salvador en 0,9%) y dos las aumentaron (Honduras en 9,3% y Costa Rica en 1,9%). En 2013 los países registraron los siguientes niveles de pérdidas: Costa Rica 11,6%; El Salvador 12,1%; Panamá 13,9%; Guatemala 16,8%; Nicaragua 22,8% y Honduras 31,2%).

La meta referente a las pérdidas eléctricas en la Estrategia 2020 es de reducirlas a 12% en 2020, lo cual parece difícil de alcanzar dada la tendencia observada. Solamente dos países, Costa Rica y El Salvador han alcanzado ese nivel; no obstante, debe observarse que se trata de una meta regional, en la que algunos países (en especial, los de mayor urbanización y menor extensión geográfica, que son los países mencionados) deberían tener un mayor avance. En el caso costarricense, el país había logrado

bajarlas a 9,5% en 2006. En Guatemala la estrategia de reducción de pérdidas ha sido frenada por un amplio movimiento social que reclama que una parte de las rentas por la explotación de los recursos naturales (incluyendo la minería y las hidroeléctricas) sea destinada al desarrollo local.

**GRÁFICO 7**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD, 1990-2013**  
*(En porcentajes)*



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras oficiales.

La meta referente a las pérdidas eléctricas en la Estrategia 2020 es de reducirlas a 12% en 2020, lo cual parece difícil de alcanzar dada la tendencia observada. Solamente dos países, Costa Rica y El Salvador han alcanzado ese nivel; no obstante, debe observarse que se trata de una meta regional, en la que algunos países (en especial, los de mayor urbanización y menor extensión geográfica, que son los países mencionados) deberían tener un mayor avance. En el caso costarricense, el país había logrado bajarlas a 9,5% en 2006. En Guatemala la estrategia de reducción de pérdidas ha sido frenada por un amplio movimiento social que reclama que una parte de las rentas por la explotación de los recursos naturales (incluyendo la minería y las hidroeléctricas) sea destinada al desarrollo local.

Para una cuantificación del valor económico de las pérdidas, en el cuadro 11 se ha hecho una estimación del beneficio que hubiera tenido la región en el caso de haber tenido un nivel de pérdidas regional del 12% en 2013, promedio ponderado regional a partir de valores factibles deseados en cada país, lo cual se especifica en el cuadro 11. Se ha supuesto un precio promedio del kilovatio al consumidor final de 12 centavos de dólar (valor conservador) y niveles de pérdidas para los países en el rango de 9% al 14% (véase el cuadro 11). Con esos supuestos se estima un incremento potencial de la facturación de 2.420 GWh, los que representarían ingresos adicionales de 290 millones de dólares al año (0,21% del PIB de la región). Honduras y Nicaragua serían los países más beneficiados de esas acciones.

En promedio, los países centroamericanos se encuentran en el mismo nivel que los de América Latina y el Caribe y muy por encima del promedio que registran a nivel mundial los países de ingresos medios (13%) y altos (países de la OECD, que reportan en promedio pérdidas del 6%). En su mayor

parte, las pérdidas se concentran en el segmento de la distribución, representando alrededor del 80% de las pérdidas totales. No es posible hacer un análisis más detallado, diferenciando las pérdidas técnicas de las no técnicas, por la disponibilidad de información, en especial lo relacionado con el robo de electricidad, que es sin duda la principal causa del problema. En el caso de las pérdidas técnicas, sus causas tienen origen en ineficiencias tanto en la transmisión y distribución y generalmente están asociadas al estado y la calidad de la infraestructura, así como a las características geográficas del mercado de la energía (IADB, 2014).

**CUADRO 11**  
**CENTROAMÉRICA: ESTIMACIÓN DEL VALOR ECONÓMICO**  
**DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN 2013**

	Centroamérica	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Nivel deseado (en porcentajes)	12	9	10	13	14	14	12
	Incremento en la facturación						
Energía (en GWh)	2 420	263	134	159	1 368	331	165
Ingresos (en millones de dólares)	290	32	16	19	164	40	20

Fuente: Elaboración propia, con base en cifras oficiales.

Nota: Se ha estimado un precio promedio de venta de la energía de 0,12 dólares/kWh.

#### **d) La electrificación**

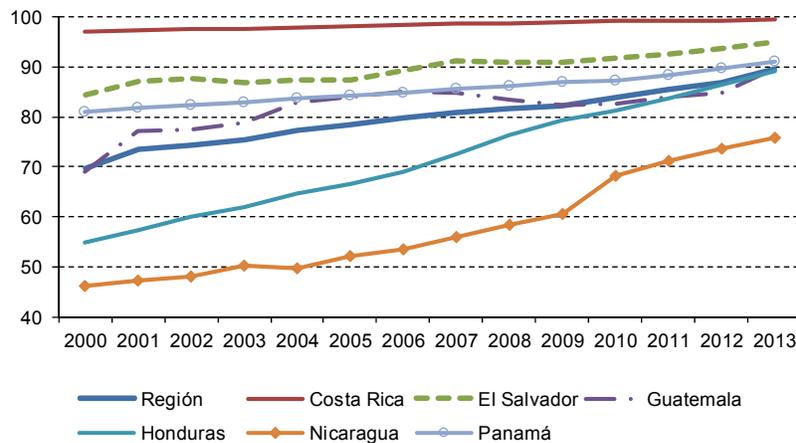
A inicios del presente milenio el índice de electrificación era cercano al 70%, con alrededor de 10,7 millones de personas sin acceso a los servicios de electricidad (1,9 millones de viviendas), en su mayor parte ubicadas en las zonas rurales. Solamente un país (Costa Rica) estaba cercano a lograr el acceso universal de los servicios de electricidad; los otros países se encontraban con niveles de electrificación en el rango de 45% a 85%. El ritmo de la electrificación ha sido ascendente, alcanzando porcentajes de acceso del 75% y 90% en los años 2003 y 2013 (véase el gráfico 8). Se estima que alrededor de 900.000 viviendas (4,6 millones de habitantes) todavía no gozan de los beneficios de la electricidad (2013, véase el cuadro 12). A nivel de los países las cifras del nivel de electrificación va, en orden descendente, de la siguiente forma: Costa Rica 99,4%,<sup>32</sup> El Salvador 95%, Belice 93% (CEPAL, 2014b).

Un estudio reciente estima que la región debería hacer inversiones anuales en electrificación rural del orden de 100 millones de dólares (33 Guatemala, 28 Nicaragua, 21 Honduras, 8 Panamá,

<sup>32</sup> Según la Encuesta Nacional de Hogares de Costa Rica (2012), unas 19.000 viviendas no tienen servicio eléctrico, la mayoría ubicadas en las regiones Brunca y la Huetar Atlántica. En las zonas rurales, alrededor de 94.000 familias aún cocinan con leña en el país ("Después de 100 años a oscuras, don Pedro vive la magia de la luz", diario La Nación, San José, Costa Rica, 15 de septiembre de 2013).

8 El Salvador, 1,3 Belice y 1,2 Costa Rica) para alcanzar el acceso universal a los servicios de electricidad para 2024<sup>33</sup> (meta más agresiva que la contemplada en la iniciativa *SE4ALL*).

**GRÁFICO 8**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN, 2000-2013**  
(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de cifras oficiales.

**CUADRO 12**  
**CENTROAMÉRICA: POBLACIÓN, ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN Y VIVIENDAS SIN ELECTRICIDAD, 2013**

País	Población (en miles)	Índice de electrificación (en porcentajes)	Viviendas sin electricidad (en miles)	Viviendas sin electricidad (en porcentajes)
Región	45 017	90,0	843,3	10,0
Guatemala	15 438	89,6	304,5	36,1
Nicaragua	6 036	75,8	218,2	25,9
Honduras	8 555	89,2	188,1	22,3
El Salvador	6 289	95,0	59,6	7,1
Panamá	3 662	91,1	61,5	7,3
Costa Rica	4 713	99,4	6,1	0,7
Belice	323	93,0	5,3	0,6

Fuente: CEPAL, con base en cifras oficiales.

Nota: Orden de países, descendente en número de viviendas sin electricidad.

<sup>33</sup> Esa estimación ha supuesto una estrategia en la cual el acceso universal a la electricidad se alcanza en 2024 (supuesto modificado para Costa Rica, en donde ese nivel se obtiene en 2021). Considera costos promedio de conexión de 1.360 dólares por usuario, con un 90% de las nuevas conexiones a partir de extensión de redes y 10% en sistemas aislados. También considera el crecimiento natural de la población y la migración campo-ciudad, con lo cual todos los países incrementan su nivel de urbanización. Supone que los esquemas tarifarios existentes permiten a las distribuidoras hacer las inversiones para incorporar a las nuevas viviendas derivadas del proceso de urbanización.

### e) Los precios finales de la electricidad

El sector regulado constituye el segmento mayoritario, tanto en número de usuarios, como en magnitud de la energía consumida de la región. Las metodologías difieren, pero en todos los casos las tarifas deben reflejar el costo del servicio en los distintos niveles de tensión, permitiendo a las empresas distribuidoras la obtención de utilidades razonables, bajo el supuesto de una gestión eficiente de las redes de distribución, lo cual incluye las funciones de comercialización y atención a los usuarios y costos de inversión eficientes para la expansión de las redes. Los servicios de transmisión y transporte también son regulados bajo principios de eficiencia. El rubro mayor del precio final de la energía (por lo general, del orden del 50% al 70%) corresponde a la generación de la energía, cuyos costos (producción, operación y expansión o contratación de nueva generación) también son supervisados por los entes reguladores. Las tarifas se ajustan en función de la evolución en el tiempo de diferentes factores (como los precios o costo de energía, el índice de precios, la tasa de cambio, las mejoras de productividad y otros en cada uno de los países) y se revisan en períodos establecidos o en algunos casos, a solicitud de los agentes, de acuerdo con lo establecido en las leyes de la industria eléctrica de cada país.

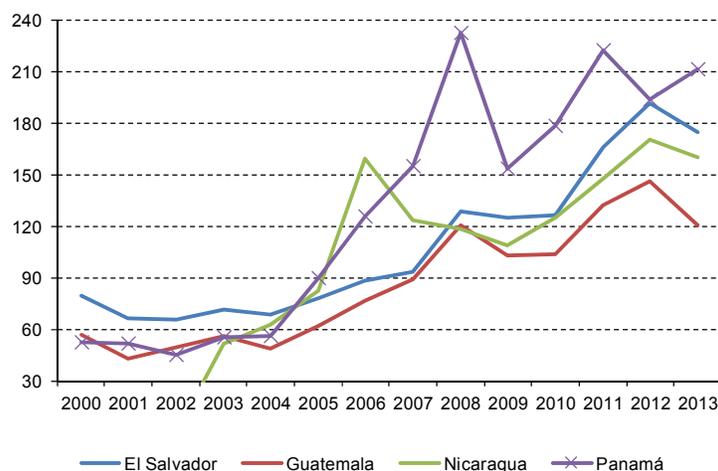
En adición a lo anterior, en todos los países existen subsidios, focalizados en algunos casos a usuarios de menores ingresos o a usos específicos (como los servicios de agua y saneamiento), directos y con fuente específica de financiamiento (generalmente las empresas estatales o la caja de los gobiernos), y en algunos casos, cruzados (entre diferentes sectores y niveles de consumo). Además, al menos en tres países existen impuestos y arbitrios específicos. Todo lo anterior hace complicada la comparación de precios finales de la electricidad, ya que si no se tiene toda la información y desglose, con facilidad se puede caer en el error de no ser justos en estas comparaciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se presentan dos macrocomparaciones. En el gráfico 9 se muestra la evolución de los precios promedio de los mercados de ocasión (en el período 2000-2013) en los cuatro países que han puesto en marcha sus respectivos mercados mayoristas de electricidad. Presentados en forma de promedio anual, esos precios muestran la tendencia anual de los costos marginales de producción mayorista de electricidad (en alta tensión, sin incluir costos de transporte, distribución y comercialización). Obsérvese cómo se incrementan esos precios a partir del año 2003, llegando a los valores más altos en el año 2008, coincidiendo esas tendencias y variaciones con las ocurridas en el petróleo y sus derivados. Los precios más bajos en Guatemala reflejan la existencia de una mayor reserva, una mayor dinámica del mercado mayorista (con varios grandes usuarios y agentes comercializadores), una mayor vocación exportadora y una mayor exposición a la competencia con los mercados vecinos. Desafortunadamente ese gráfico no incluye los precios promedio de las unidades marginales de Honduras y Costa Rica, en donde no existen mercados de ocasión; sin embargo, se sabe que en general son centrales antiguas y poco eficientes; por tanto esos precios podrían ubicarse entre los más caros.

En el caso de Panamá, los precios más altos obedecen a un menor margen de reserva; un mercado mayorista menos dinámico y quizás sobrecontratado (en comparación con los mercados del norte —El Salvador y Guatemala—, que son los únicos en donde existe la figura del comercializador); restricciones de transmisión para interactuar con el MER (ilustradas con los atrasos del último tramo del SIEPAC en territorio costarricense), y un sistema vecino con pocos márgenes para interactuar (el único agente habilitado para hacer transacciones en el MER en Costa Rica es la estatal ICE, cuya reserva está constituida por termoeléctricas ineficientes y caras). Una revisión de los precios *spot* en períodos más cortos; por ejemplo, en un año y a nivel horario, daría otras luces; por ejemplo, para analizar los precios en la época seca (marzo a mayo) y en la temporada de lluvias, en días laborables y en fines de semana y

**GRÁFICO 9**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN LOS MERCADOS**  
**ELÉCTRICOS DE OPORTUNIDAD, 2000-2013**

(En dólares/MWh)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras oficiales.

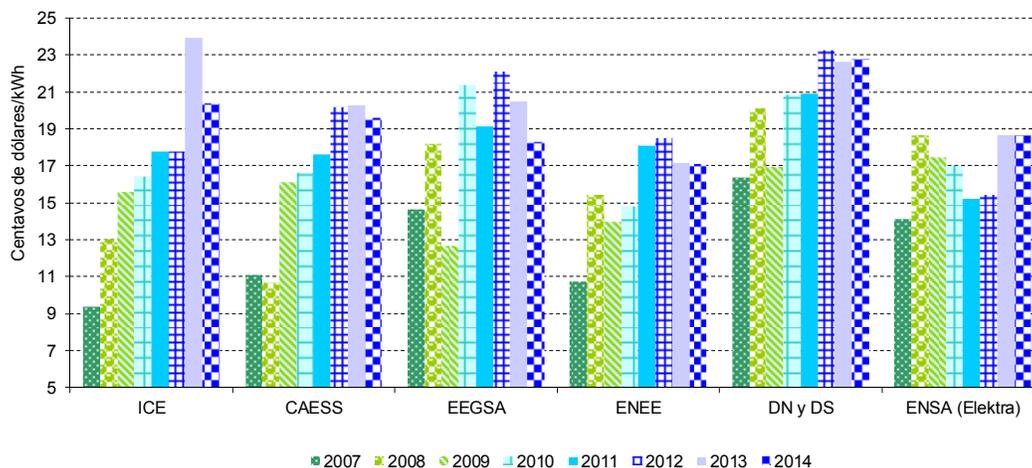
días festivos. En el gráfico 10 se presenta el año 2013 a nivel mensual; ilustra muy claramente las diferencias de precios entre los periodos de estiaje y la temporada de lluvias (de más de 100%) y los efectos que puede ocasionar un atraso de esta última temporada o un periodo de lluvias irregular. Obsérvese que estas diferencias se podrían acentuar en la medida en que los incrementos de las FRE (en especial las no convencionales o intermitentes como la eólica y la solar) no estén acompañados de un equipamiento termoeléctrico adecuado. La coyuntura de bajos precios del petróleo y sus derivados (que se empezó a manifestar a partir del tercer trimestre de 2014) podría atenuar esas diferencias, pero también podría postergar el desarrollo de las FRE, en especial de las energías renovables no convencionales.

La segunda macrocomparación se hace para las tarifas a la industria pequeña-mediana y gran comercio, generalmente servidas en redes de distribución (13,8 kV a 34,5 kV), que por su tamaño tienen dificultad para acceder a los mercados mayoristas o bien instalar su generación (o cogeneración) propia. Se trata de un segmento poco o nada subsidiado (dependiendo del país y del periodo analizado). Los resultados se muestran en el gráfico 10, para el periodo 2007-2014, en las distribuidoras de mayor tamaño de cada país. En ningún caso incluyen impuestos (véase el gráfico 10).

Algunos resultados muy generales que se pueden observar del gráfico 10 son los siguientes: Costa Rica, Honduras y El Salvador presentaban precios sustancialmente menores a los de sus vecinos —entre 9 y 11 centavos de dólar por kWh— al inicio del periodo de análisis (2007); los tres países incrementaron sustancialmente sus tarifas, lo cual podría explicar la mayor exposición a la generación termoeléctrica y una reducción y o eliminación de subsidios (casos de El Salvador y Honduras); al final del periodo (2014) Honduras, Guatemala y Panamá presentan los precios más bajos (entre 17 y 18,7 centavos de dólar por kWh), y los precios más altos se presentan generalmente en Nicaragua. Durante 2013 Costa Rica habría superado sustancialmente a todos sus vecinos. Debe aclararse que lo anterior corresponde a la comparación de una categoría tarifaria para una empresa distribuidora por país, por lo que los resultados no se pueden generalizar. Queda muy claro en este gráfico el efecto de los altos precios de los derivados del petróleo, de los cuales el precio internacional del búnker (*fuel oil*) tuvo una

mayor afectación, que sería aun mayor en los dos países cuyas refinerías cerraron (El Salvador y Costa Rica). La diversificación de los combustibles fósiles (a favor del carbón) habría favorecido a Guatemala, Honduras y Panamá.

**GRÁFICO 10**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA TARIFA INDUSTRIAL AL 30 DE JUNIO**  
**DE CADA AÑO PARA UN USUARIO CON CARGA DE 100.000 kWh Y 274 kW**  
**EN DISTRIBUIDORAS SELECCIONADAS, 2007-2014**



Fuente: CEPAL, elaboración propia sobre la base de los pliegos tarifarios de ARESEP de Costa Rica, SIGET de El Salvador, CNEE de Guatemala, CNE de Honduras, INE de Nicaragua y ASEP de Panamá.

Este documento no es prospectivo, pero dada la coyuntura de bajos precios del petróleo que se empezó a manifestar a partir del segundo semestre de 2014<sup>34</sup> y que podría extenderse durante 2015 y 2016, se hace el siguiente comentario. La caída del precio del petróleo ofrece una buena oportunidad para que los países de la región reduzcan los subsidios a la energía y hagan los ajustes correspondientes para tener transferencias más efectivas. De igual forma, convendría una revisión a los impuestos sobre la energía, incluyendo la internalización de las externalidades por el uso de combustibles fósiles en la producción de electricidad, algo que permitirá en el futuro evitar una competencia desleal con las energías renovables.

#### f) Aspectos institucionales y regulatorios

Durante el período 2003-2013, en la mayor parte de los países se consolidó un esquema regulatorio e institucional establecido en los nuevos marcos legales de las industrias eléctricas aprobados en la década de 1990 del siglo anterior, que reconocen tres niveles de competencias: el nivel normativo o

<sup>34</sup> Es complicado prever la duración del ciclo actual de precios bajos del petróleo. Una mirada a los precios de 2014 en comparación con los del 2013 muestra una caída que empieza en el mes de julio, llegando a representar una diferencia de casi el 40% entre los promedios del WTI en los meses de diciembre de los años referidos (también los precios del carbón y el gas natural han bajado, en 20% y 17%, respectivamente). Los mercados de futuros sugieren que el precio del petróleo repuntará, pero se mantendrá por debajo del nivel de los últimos años; sin embargo, existe un nivel considerable de incertidumbre acerca de la evolución que tendrán los factores de oferta y de demanda a medida que avance el tiempo.

de políticas, que corresponden a ministerios, secretarías o comisiones de alto nivel;<sup>35</sup> el nivel regulatorio, encargado a entes o comisiones autónomas, semiautónomas y descentralizadas del gobierno central,<sup>36</sup> y el nivel empresarial, conformado en su mayor parte por empresas privadas y estatales, existiendo también otros esquemas (empresas de capital mixto, cooperativas y empresas eléctricas municipales), generalmente especializadas en actividades de cuatro segmentos básicos de la industria eléctrica (producción, transmisión, distribución y comercialización), prevaleciendo en dos países la figura de empresas estatales integradas (en Honduras y Costa Rica).<sup>37</sup> En ambos países se han discutido cambios en la estructura de la industria eléctrica; solamente el primero los ha aprobado:

i) Como medida para mejorar la gestión de la industria eléctrica hondureña,<sup>38</sup> en enero de 2014 fue aprobada la nueva Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). Tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. La LGIE crea a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE, sucesora de la anterior Comisión Nacional de Energía). La operación del sistema eléctrico nacional estará a cargo de una entidad que es designada como “Operador del Sistema”,<sup>39</sup> entidad de capital público, privado o mixto, sin fines de lucro, con capacidad técnica para el desempeño de las funciones que le asigna la LGIE y sus reglamentos. Será una entidad independiente de las empresas de generación, transmisión, comercialización, distribución y consumidores calificados del sistema eléctrico regional. Se reconoce expresamente, sin definirlo, un período de transición durante el cual la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) continuará a cargo de la operación del sistema y seguirá con el papel de comprador único de la generación producida

<sup>35</sup> Las instituciones encargadas de formular las políticas del sector energía, incluyendo el subsector eléctrico, son las siguientes: en Costa Rica, el Ministerio de Ambiente, Energía y Mares (MINAE); en El Salvador, el Consejo Nacional de Energía (CNE); en Guatemala, el Ministerio de Energía y Minas (MEM); en Honduras, la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA); en Nicaragua, el Ministerio de Energía y Minas (MEM), y en Panamá, la Secretaría Nacional de Energía (Sener).

<sup>36</sup> El nivel regulatorio está conformado por las siguientes instituciones: en Costa Rica, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP); en El Salvador, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET); en Guatemala, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE); en Honduras, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE); en Nicaragua, el Nicaragua el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), y en Panamá, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

<sup>37</sup> Para tener una idea de las dimensiones de esta transformación, obsérvese que a inicios de la década de 1990 solamente seis agentes —seis empresas eléctricas estatales integradas verticalmente— constituían los actores dominantes en las industrias eléctricas nacionales de los países centroamericanos que conforman el mercado eléctrico regional. Únicamente un país contaba con un ente regulador autónomo del servicio de electricidad. En 2013 la subregión contabilizó un total de 302 agentes en cuatro de los cinco segmentos principales (197 en el segmento de la generación o producción de electricidad, 13 en la transmisión, 59 en la distribución y 33 comercializadores). Adicionalmente, existe un gran número de grandes consumidores, que en su mayor parte interactúan por medio de los comercializadores y alrededor de una centena que compran directamente en los mercados mayoristas. Todos los países cuentan con entes reguladores autónomos o semiautónomos. Dos países tienen organismos administradores independientes de sus respectivos mercados de electricidad y otros dos lo tienen adscrito a la empresa estatal de transmisión.

<sup>38</sup> Por muchos años se han reconocido serios problemas en la gestión del subsector eléctrico de este país, que se han manifestado en rezagos en inversiones en transmisión, transformación y distribución; insuficiencia tarifaria para recuperar los costos de operación (en especial, los asociados a pagos a productores privados de electricidad); altos niveles de subsidios por parte del gobierno central y altas tasas de (técnicas y no técnicas).

<sup>39</sup> La gestión y operación de los mercados mayoristas ha quedado bajo la responsabilidad de: la Unidad de Transacciones (UT) en El Salvador; Administrador del Mercado Mayorista (AMM) en Guatemala; Operador del Sistema (en proceso de creación) en Honduras; el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) en Nicaragua, y Centro Nacional de Despacho (CND) de la Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima (ETESA) en Panamá. En Costa Rica no existe la figura ni el esquema de mercado mayorista de electricidad.

por privados, la generación propia y la distribución. La Ley manda la modernización y segmentación de la ENEE, que se escindirá en una empresa de generación, una de transmisión y operación del sistema y al menos una de distribución, las cuales son entidades propiedad del Estado a través de la misma ENEE, que sería la empresa matriz de este nuevo *holding*.

ii) En Costa Rica, con el fin de fortalecer y modernizar la industria eléctrica y garantizar un suministro confiable y teniendo en cuenta la creciente interacción con los países vecinos por conducto del naciente Mercado Eléctrico Regional (MER) y los temas ambientales (en especial, el cambio climático y la iniciativa de carbono neutralidad), desde hace más de 15 años se ha discutido la reforma y modernización de dicha industria. En los últimos años se presentaron varios proyectos de ley a la Asamblea de Legislativa; el último (conocido como ley de contingencia eléctrica) tenía entre sus propósitos la preparación para participar en el MER, lo que permitiría mayor seguridad de suministro y oportunidad para colocar los excedentes de la generación con energía renovable, lo que redundará en una mayor competitividad nacional (bajo la legislación actual, la participación del país en el MER sería marginal). En el cuarto trimestre de 2014 se iniciaron las mesas de diálogo sobre energía, instancias multisectoriales que retroalimentarán al gobierno para la actualización de la hoja de ruta del sector energía, actividad que culminará con la aprobación y la publicación del VII Plan Nacional de Energía (programada para el segundo semestre de 2015). Uno de los factores que se han analizado en estas mesas es el precio de la electricidad y su incidencia en la pérdida de competitividad del país. La discusión sobre reformas a la industria eléctrica ha quedado suspendida hasta tener resultados de las mesas de diálogo y el nuevo plan nacional de energía.

#### **g) Las acciones regionales**

Lo más relevante ha sido la aprobación por las asambleas legislativas de los seis países centroamericanos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional y sus protocolos, la creación y conformación de los entes regionales encargados de la supervisión, operación y regulación del MER<sup>40</sup> y la continuación y finalización del primer circuito del SIEPAC (a finales de 2014). También merece destacarse la aprobación de la Estrategia Energética Sustentable Centroamérica 2020 (Estrategia 2020), tanto a nivel ministerial<sup>41</sup> como a nivel de los Mandatarios de la región.<sup>42</sup> La Estrategia 2020 provee a los países de una visión común de desarrollo e integración energética, estableciendo metas para: 1) reducir la dependencia de los hidrocarburos; 2) aumentar la participación de las fuentes renovables; 3) reducir la emisión de gases de efecto invernadero; 4) incrementar la cobertura de energía eléctrica, y 5) mejorar la eficiencia en la oferta y demanda de energía.

Uno de los logros más importantes de la *Estrategia 2020* ha sido el fortalecimiento de la coordinación a niveles nacional y regional para el avance de las energías renovables. La participación de las energías renovables en la generación eléctrica de los países centroamericanos tuvo un crecimiento significativo de casi cinco puntos porcentuales, llegando a 63,6% en 2014 (con respecto al 59% registrado

---

<sup>40</sup> La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), encargada de la regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER); el Ente Operador Regional (EOR), encargado de la operación del MER, y el Consejo Director del MER (CD MER), que es el responsable de impulsar el desarrollo del mercado regional y de adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del TMMEAC y sus protocolos.

<sup>41</sup> 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.

<sup>42</sup> 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.

en 2007), lo cual ha sido el resultado de nuevos proyectos hidroeléctricos, eólicos, geotérmicos y solares. Durante el período referido, por cada unidad (MW) termoeléctrica se instalaron tres unidades (MW) a base de renovables. En el acceso a la electricidad se ha dado un importante incremento, llegando el nivel de electrificación cercano al 90% en 2013, lo que representa nueve puntos porcentuales más que el nivel registrado en 2007, con lo cual se habrían conectado al servicio de electricidad alrededor de 1,5 millones de familias.

También durante el período 2003-2013 se han llevado a cabo varias acciones para la diversificación de los combustibles fósiles, que han sido materializadas con la construcción de varias carboeléctricas, y permiten prever la posible entrada del gas natural (véase el recuadro 4). En forma de gas natural licuado (GNL), ese energético podría materializarse al final de la presente década. En el caso de un gasoducto regional, deben considerarse las complejidades del proyecto, en especial la viabilidad de conformar un mercado base (a partir de ciclos combinados) que permita repagar las inversiones. Teniendo presente lo anterior, ese gasoducto podría ser una realidad durante la próxima década.

### **C. POTENCIAL DE LAS FUENTES RENOVABLES PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

La región está bien dotada de recursos energéticos renovables y cuenta con un potencial teórico de hidroelectricidad y geotermia que sería suficiente para abastecer las necesidades regionales 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 condicionarán el desarrollo a futuro de estas fuentes de energía.

Las barreras ambientales y sociales pueden tenerse en cuenta a partir de un Factor de Exclusión (FE), que se define como el porcentaje de los recursos potenciales, que por razones ambientales y sociales, diferentes a las estrictamente económicas y financieras, no será posible desarrollar. Este factor puede ser elevado lo que significaría que muchos sitios no podrán explotarse. Esto es extensible a los otros recursos energéticos, renovables y no renovables.<sup>43</sup>

Las energías renovables, en general, tienen dos ventajas sobre las formas de generación más convencionales con base en combustibles fósiles, que contribuyen a reducir la emisión de gases de efecto invernadero y de otros contaminantes que tiene consecuencias negativas sobre el medio ambiente y la salud de la población local,<sup>44</sup> y contribuyen a reducir la dependencia del petróleo importado.

---

<sup>43</sup> El Factor de Exclusión (FE) es variable en el tiempo y depende de país a país de acuerdo con la extensión del territorio en reservas y zonas protegidas. A medida que la población crece y que el nivel de vida de la gente aumenta, asimismo el FE se eleva. 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 proyectos. El FE es más elevado en Europa que en los Estados Unidos debido a que la densidad de población en Europa es tres veces más grande que en este último país. Este tema se puede ilustrar con la discusión que se lleva cabo actualmente en Costa Rica (dentro de la “mesa nacional de diálogo sobre energía”), país en el que los mayores campos geotérmicos se encuentran en Parques Naturales y Áreas Protegidas, y por tanto no pueden ser explotados. También las discusiones que tienen lugar con poblaciones nativas y grupos ambientalistas en Guatemala y Panamá para el desarrollo de hidroeléctricas.

<sup>44</sup> 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, etc.)

**RECUADRO 4**  
**LAS INICIATIVAS PARA LA INTRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL EN CENTROAMÉRICA**

El interés de la región por el gas natural ha sido motivado por las ventajas de una mayor eficiencia que ofrecen los ciclos combinados, una menor emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes y condiciones favorables de precios que en diferentes períodos ha presentado el mercado de Texas, en los Estados Unidos (referencia Henri Hub). A finales de la década de 1990 se llevó a cabo la primera evaluación del Gasoducto Regional México-Istmo Centroamericano (CEPAL, 1998), que dio como resultado la suscripción de un Acuerdo en materia de comercio y transporte de gas natural de México hacia dos países de la región (en 1999), al cual se adhirieron inicialmente Guatemala y El Salvador y recientemente Honduras (2015).

En años recientes, los altos precios del petróleo y sus derivados han sido la principal motivación de los países para impulsar una transición energética. El crecimiento de la demanda de electricidad y la finalización del ciclo de contratación de muchos generadores independientes termoeléctricos (que funcionan con derivados del petróleo, en su mayor parte *fuel oil*) permite visualizar espacios para ciclos combinados a gas natural, que podrían ofrecer parte de su producción al MER. Algunos hechos que ponen en relieve el interés por el gas natural se citan a continuación:

a) Dos países (El Salvador y Panamá) han aprobado leyes nacionales de gas natural que facilitan el desarrollo de instalaciones de recepción, almacenamiento, transporte y distribución de ese energético.

b) En 2013 se llevó a cabo un proceso de licitación en El Salvador de contrato a largo plazo para el suministro de 350 MW de potencia y su energía asociada, para un período de 20 años, que empezará a operar en 2018. La licitación fue asignada a la empresa Electricidad del Caribe S. A. y tiene compromiso de empezar a operar en 2016.

c) En Costa Rica el gobierno declaró a finales de 2012 de interés público la importación, uso y distribución de gas natural. Además de la producción de electricidad, el principal interés es el de promover la utilización de dicho energético en la industria y en el transporte, contribuyendo con ello a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y a la meta de carbono neutralidad, un ambiciosa iniciativa de largo plazo que promueve ese país.

d) En mayo de 2013 el presidente de los estados unidos realizó una visita a Costa Rica, la cual incluyó una cumbre con los mandatarios de la región. La visita culminó con una reunión con el sector privado de la región, en la cual la seguridad energética y la integración del mercado energético fueron los temas destacados. En seguimiento a esa reunión, en el mes de junio de 2013 se realizó en Washington, Estados Unidos, una "reunión ministerial sobre la integración eléctrica mesoamericana", en la cual se decidió establecer un grupo de trabajo para analizar las opciones de comercialización del gas natural en Centroamérica. Como resultado, se tiene una estrategia de introducción del gas natural, la cual fue presentada en noviembre de 2014 en la Ciudad de Guatemala.

e) En octubre de 2014 las autoridades de los sectores de energía de México y Guatemala firmaron un acuerdo para desarrollar la infraestructura de transporte de gas natural para conectar la región del sureste de México con Guatemala y posteriormente extenderlo hacia el resto de países centroamericanos. En marzo de 2015, en una reunión de los presidentes de México, Guatemala y Honduras se anunció que los estudios de factibilidad incluirán a este último país en la primera fase del gasoducto regional referido.

f) Uno de los ejes del Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica (más conocido como Proyecto Mesoamérica o PM<sup>a</sup>) es el de energía, dentro del cual se ha priorizado la introducción del gas natural a la región.

Fuente: CEPAL, elaboración propia.

<sup>a</sup> El Proyecto Mesoamérica (PM) forma parte del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla. Está integrado por México, Guatemala, Belice, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá, Colombia y la República Dominicana. Tiene el propósito de facilitar el diseño, gestión, financiamiento y ejecución de una cartera de proyectos y actividades de interés regional y de importancia estratégica, con resultados concretos.

Los efectos benéficos netos de las fuentes renovables no se reflejan en sus costos de producción o, explicado de otro modo, los efectos negativos de uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad no se reflejan en sus costos de producción. Los mecanismos que se han intentado (venta de bonos de carbono, mecanismos de desarrollo limpio, impuestos, etc.) todavía no han sido suficientes para hacer que estas fuentes participen de manera importante en el balance mundial de energía.<sup>45</sup>

En los cuadros 13 y 14 se muestra una estimación del potencial de los recursos hidroeléctricos y geotérmicos en la región. Algunos comentarios sobre el potencial de esos recursos, así como los correspondientes a las energías renovables no convencionales se presentan a continuación:

1) La energía que es la fuente energética autóctona más importante para la generación de electricidad es, sin duda, la hidráulica. La subregión cuenta con un potencial total de 24.800 MW (véase el cuadro 13), de los cuales hasta la fecha se han explotado sólo un 22%, lo que equivale a un potencial de más de 19.000 MW aún por explotar.<sup>46</sup>

2) La subregión cuenta con un potencial geotérmico estimado en 4.240 MW, de los cuales se han aprovechado únicamente el 15%. Es una cifra estimada a partir de proyectos identificados en los países. Si se considera la existencia de una larga cadena volcánica que pasa por cuatro países de la región, la cifra presentada es conservadora. El Salvador fue el primer país que aprovechó dicho recurso (1975). Actualmente, tres países más lo utilizan (Nicaragua, Costa Rica y Guatemala). En el cuadro 14 se observa el detalle de la situación de la energía geotérmica en el área. Las consideraciones sobre las limitaciones y restricciones (Factor de Exclusión)<sup>47</sup> aplicables al desarrollo de la fuente hidráulica son extensibles a la geotermia. En Costa Rica la mayor parte los sitios identificados enfrentan restricciones ambientales para su explotación.

**CUADRO 13**  
**CENTROAMÉRICA: POTENCIAL DE LOS RECURSOS HIDROELÉCTRICOS, 2013**

País	Potencial total		Por desarrollar		Instalado	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Centroamérica	24 801	97 766	19 419	73 882	5 382	23 883
Costa Rica	8 535	33 645	6 810	25 486	1 725	8 159
El Salvador	2 165	8 534	1 677	6 436	488	2 098
Guatemala	5 000	19 710	4 003	15 423	997	4 287
Honduras	5 000	19 710	4 442	17 311	558	2 399
Nicaragua	1 760	6 938	1 640	6 422	120	516
Panamá	2 341	9 228	847	2 805	1 493,8	6 423

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.

<sup>45</sup> La Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático se llevó a cabo en diciembre de 2009 en Copenhague, Dinamarca. Incluye el 15° período de sesiones de la Conferencia de las Partes (COP-15), 5° período de sesiones de la Conferencia de las Partes en el Protocolo de Kyoto (CP/RP) y sesiones de los órganos subsidiarios.

<sup>46</sup> La información sobre el potencial corresponde a estimaciones efectuadas por los países a partir de las cuencas hidrográficas, identificación de sitios y a la evaluación, con distintos grados de precisión (reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad) e incluye todo tamaño de plantas; desde minicentrales hasta grandes. No se menciona cuál es el grado de precisión de cada proyecto en particular.

<sup>47</sup> Véase la nota al pie N° 20.

3) Se estima que la capacidad eólica actualmente en operación (416,7 MW, en centrales ubicadas en Nicaragua, Costa Rica, Honduras y Panamá) representa menos del 1% del potencial *onshore* del recurso disponible.<sup>48</sup> Para el caso de la energía solar, estimaciones conservadoras muestran que los países de la región poseen entre 2 y 3 veces más de radiación solar anual que con la que cuentan los líderes mundiales de energía solar, tales como Alemania, lo cual puede dar una idea del potencial para la generación de energía eléctrica que puede representar esa fuente.<sup>49</sup> Además, también deben considerarse las posibilidades de la energía térmica solar, de mucha utilidad para usos en la industria, el comercio y en los hogares. Sin duda ambos recursos (viento y sol) constituyen un gran potencial, pero enfrenta las limitaciones aplicables a las energías renovables no convencionales (interrumpible, muy sensibles a los precios de la electricidad y a las políticas de los países para que las empresas de distribución eléctrica absorban todos los excedentes provenientes de la generación distribuida en redes de baja tensión).

**CUADRO 14**  
**CENTROAMÉRICA: POTENCIAL DE LOS RECURSOS GEOTÉRMICOS, 2013**

País	Potencial total		Por desarrollar		Instalado	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Centroamérica	4 240,4	26 910	3 615	22 839	626	4 070
Costa Rica	885	5 814	668	4 290	218	1 524
El Salvador	995	5 590	791	4 157	204	1 432
Guatemala	1 000	6 570	951	6 268	49	302
Honduras	120	788	120	788	0	0
Nicaragua	1 200	7 884	1 046	7 072	155	812
Panamá	40	263	40	263	0	0

Fuente: Capacidades instaladas de acuerdo con cifras oficiales y datos del SIEE de OLADE. Se han utilizado factores de planta en forma conservadora.

4) Otra fuente con potencial para la generación de electricidad es la cogeneración con bagazo de caña como subproducto de la producción de azúcar. Es común que durante el período de zafra (de cuatro a siete meses, dependiendo del país) los ingenios azucareros generen vapor y excedentes de electricidad para vender a la red. A fines de 2013 se registraban 23 ingenios azucareros cogenerando, los cuales produjeron energía para sus usos propios y vendieron a la red excedentes por un total de 2.306

<sup>48</sup> 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 km<sup>2</sup> de área *onshore* con potencial eólico bueno o excelente (de 400 a 600 W/m<sup>2</sup>); sin embargo, en los países analizados prevalecen vientos moderados (clase 3), con excepción de Nicaragua.

<sup>49</sup> En muchos países del mundo los hogares y las empresas están optando por ofertas "verdes" para los servicios públicos tradicionales aprovechando esquemas de la compra voluntaria de energía renovable, generalmente bajo la modalidad de *feed in tariffs*. Alemania es uno de los países líderes en el mundo en la promoción de estos esquemas. Su mercado creció de 800.000 clientes residenciales en 2006 a 4,9 millones en 2012 (12,5% de todas las viviendas). En 2011 las empresas públicas de electricidad compraron 15 TWh (teravatios-hora) de energía verde a los clientes residenciales y 10,3 TWh a los comerciales, totalizando alrededor de 25,3 TWh. En 2013 ascendió a 29,7 GWh (casi en su totalidad fotovoltaica). Considerando que la superficie de Alemania es de 357 km<sup>2</sup> (69% de la centroamericana) y una radiación promedio anual 2,5 veces superior en Centroamérica, se puede estimar una producción potencial anual de energía eléctrica fotovoltaica en la región de 108 TWh/año, cifra que es más de dos veces la producción neta de electricidad en Centroamérica (45,8 TWh en 2013).

GWh lo que representó 5% de la generación total de la región.<sup>50</sup> De acuerdo con la información disponible existirían otros 27 ingenios con potencial para producir unos 1.200 GWh adicionales.

5) En cuanto a los biocombustibles, la motivación inicial ha sido la reducción de la dependencia externa en el suministro de combustibles derivados del petróleo, con potenciales ventajas en términos de balanza de pagos y equilibrio fiscal. Otros aspectos que se han tomado en cuenta son: la sustentabilidad ambiental de los biocombustibles, por ser una forma renovable de energía, o por presentar un menor impacto ambiental en el uso final; la posibilidad de dinamizar las actividades agrícolas y generar empleo en el medio rural, y la diversificación estratégica que los biocombustibles traen a los sectores agroindustriales eventualmente estancados o en retracción. En la región el impacto de la producción de biocombustibles como el etanol para uso interno no es alto;<sup>51</sup> sin embargo, los avances han sido modestos, quizás por los desafíos que presentan los bioenergéticos en mercados de hidrocarburos pequeños, no integrados y la mayor parte liberalizados. La cooperación internacional, muy activa en el tema en la primera década del milenio, también obtuvo pocos resultados.<sup>52</sup> Además, los buenos precios internacionales de los *commodities* agropecuarios y los problemas fiscales presentes en todos los países no han posibilitado los acuerdos para la discusión y aprobación de los mecanismos de soporte que los biocombustibles requieren para su viabilidad.

La expansión de la caña de azúcar y la palma africana ha continuado. De igual forma, algunos países experimentaron 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, que es utilizado en flotillas privadas y en algunos casos, en transporte público. Algunos resultados concretos se mencionan en el recuadro 5.

<sup>50</sup> La participación de los ingenios azucareros dentro de la producción de electricidad fue de 16% en Guatemala, 7% en Nicaragua, 4% en El Salvador, 2% en Honduras y 1% en Costa Rica (2013). En Panamá los ingenios producen electricidad para su consumo.

<sup>51</sup> En el 2002 se tenían cerca de 403.000 hectáreas plantadas en caña (1,85% de la superficie agrícola) y la región produjo 32,9 millones de toneladas de caña y 3,6 millones de toneladas de azúcar. Sobre esa base, se estimó que: a) la utilización de la miel agotada, subproducto de los ingenios, para fabricación de etanol, permitiría producir 183 millones de litros/año, suficientes para sustituir el 5,4% de la demanda de gasolina, sin afectar la producción de azúcar ni expandir la superficie cultivada en caña, y b) para producir el etanol requerido para una mezcla con 10%, considerando ajustes en la producción de azúcar (no agotar la miel, con producción de 12 litros/toneladas de caña procesada), no sería en principio necesario el cultivo de cañaverales adicionales, en valores promedio para la región. La situación de cada país varía en función de las dimensiones relativas de su agroindustria azucarera y su demanda de gasolina.

<sup>52</sup> a) A nivel hemisférico, los Estados Unidos y Brasil anunciaron, a finales de 2008, la expansión de la cooperación en materia de biocombustibles, lo que incluyó planes de los dos gobiernos para ampliar la colaboración científica en materia de biocombustibles y trabajar en Centroamérica y el Caribe; b) durante 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) se anunció el seguimiento y concretización de la cooperación entre países de la región y Brasil, en lo que 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. Dicha cooperación volvió a ser ratificada a nivel bilateral durante las visitas que el mandatario brasileño realizó a los países de la subregión durante 2007 y 2008, y c) el Proyecto Mesoamérica (PM) impulsó la instalación de microplantas en El Salvador y Honduras (con el apoyo técnico de Colombia y del BID por 2 millones de dólares). También promovió la creación de la Red Mesoamericana de Investigación y Desarrollo en Biocombustibles (RMIDB) con el fin de fomentar la investigación y transferencia de tecnología en la materia de biocombustibles.

6) Desde un enfoque ambiental, es muy importante el potencial de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) y aprovechamiento del biogás en rellenos sanitarios y vertederos en las principales ciudades de la región. Un primer proyecto en Costa Rica empezó a operar a principios de este milenio, pero su operación ha sido irregular.<sup>53</sup> En El Salvador comenzó a operar en 2009 una planta de 6 MW (AES Nejapa) que funciona con el biogás producido en el relleno sanitario del municipio de Nejapa (Departamento de San Salvador), habiendo generado 32,6 GWh en 2013.<sup>54</sup> La evaluación de este potencial es complicada y requiere de estudios específicos para cada ciudad y cada relleno sanitario.<sup>55</sup>

7) Existe un alto potencial en la región para la utilización de biomasa agrícola, como insumo para la producción de calor, biogás y electricidad. Algunas cafetaleras están utilizando sus residuos de biomasa para producir calor y electricidad, principalmente para consumo propio, y varios países están estudiando el potencial de quemar productos de madera (biomasa nueva o moderna en la forma de bloques o gránulos, *pellets* en inglés) en la generación de energía. También hay experiencias en la producción de biogás a partir de desechos agrícolas (incluyendo residuos de la producción de piña y banano), desechos animales y aguas residuales. En El Salvador y Honduras el sector privado impulsa la utilización del *king grass* (una gramínea foránea) para la producción de energía. Lamentablemente, no se cuentan con estudios de potencial de la biomasa agrícola;<sup>56</sup> sin embargo, se sabe que es muy importante, sobre todo por la significativa participación de las actividades agrícolas en la economía, principalmente en Guatemala, Honduras y Nicaragua.

---

<sup>53</sup> Relleno Sanitario de Río Azul, el cual se localiza al sureste de la ciudad de San José, en el Distrito de Río Azul, Cantón de La Unión. La central, de 3,7 MW de capacidad instalada, comenzó a operar en 2004, produciendo un total de 35,3 GWh durante seis años (periodos 2004-2007 y 2012-2013).

<sup>54</sup> Se estima que AES Nejapa retira anualmente de la atmósfera el equivalente a 200.000 toneladas de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>e), es decir, un promedio al año de 200.000 Certificados de Emisiones Reducidas (CER) (fuente: <http://aeselsavador.com>).

<sup>55</sup> Una evaluación para los principales rellenos sanitarios de Costa Rica (La Carpio, Aserrí, Los Mangos y Los Pinos dentro del Gran Área Metropolitana de San José, así como los vertederos de Zagala y de Pérez Zeledón) refleja que la gestión y la disposición adecuada de residuos sólidos domiciliarios (RSD) contribuyen significativamente a la reducción de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente por la generación de gas metano. Se estima que cada uno de los rellenos sanitarios emitiría una cantidad de gas metano equivalente a entre 0,5 y 1,9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>e) en un periodo de 10 años si no se implementan medidas de mitigación. Por medio de proyectos individuales de MDL en los cuatro sitios principales en el GAM se podría mitigar entre 0,2 y 1,5 millones de tCO<sub>2</sub>e sobre los 10 años de análisis. El potencial de generación eléctrica a partir del gas metano captado en los cuatro sitios en el GAM sería aproximadamente de 455 GWh en los 10 años de operación, con una capacidad instalada de 8,8 MW.

<sup>56</sup> En Costa Rica una evaluación de principios del presente milenio estima en al menos 300 MW de potencial eléctrico a partir de desechos biomásicos.

**RECUADRO 5**  
**BREVE RESUMEN DE LAS PRINCIPALES ACCIONES PARA PROMOVER EL USO**  
**DE BIOCOMBUSTIBLES EN CENTROAMÉRICA**

a) En Costa Rica la Directriz N° 041 por parte del Gobierno de Costa Rica, en donde encarga al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), el Ministerio de Agricultura (MAG) y a la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) dar prioridad a los estudios y acciones necesarios en la utilización de biocombustibles, específicamente biodiesel y gasolina con etanol anhidro. Llevaron a cabo un plan piloto de distribución de gasolina con etanol en la Zona Pacífica Central y Norte del país.

b) Panamá aprobó en abril de 2011 su Ley de Biocombustibles; en septiembre de 2013 iniciaron con el uso de mezclas obligatorias con el que esperaban utilizar el 5% de etanol en todas las gasolinas, pero por divergencias en la fórmula de precios el programa fue suspendido en 2014.<sup>a</sup>

c) Honduras aprobó en 2007 la Ley Para la Producción y Consumo de Biocombustibles y creó en 2008 la Unidad Técnica de Biocombustibles (adscrita a la Secretaría de Estado en los Despachos de Industria y Comercio). En 2014 aprobaron reformas a la Ley (que dan prioridad al uso y la importación de materias primas para la producción de biocombustibles y estipula un nuevo precio para la energía eléctrica generada a partir de la biomasa forestal). Los avances han sido menores.

<sup>a</sup> En noviembre de 2014 la empresa Campos de Pesé, único suplidor de biocombustibles, suspendió la producción y comercialización de etanol debido al nuevo precio fijado por el gobierno.

#### **D. LAS ENERGÍAS TRADICIONALES**

La revisión de las estructuras de oferta y el consumo de energía muestran una participación importante de las energías tradicionales. A nivel del consumo final, la participación de esas energías en la región es del orden del 35% (2012), siendo por países las participaciones siguientes: 44% en Guatemala, 37% en Honduras, 28% en Nicaragua, 10% en El Salvador, 7% en Panamá y 6% en Costa Rica. Obsérvese la tendencia más pronunciada a favor de las energías tradicionales en los tres primeros países que corresponden a los de menor desarrollo. En su mayor parte, se trata de leña utilizada en los hogares para cocción de alimentos; sin embargo, se hace la observación de una participación muy importante de la leña en la pequeña industria artesanal (ladrillos, panaderías). Se estima que alrededor de 5 millones de familias (24 millones de habitantes) dependen de la leña para la cocción de alimentos (2014).

En la mayor parte de los países no existen evaluaciones recientes globales sobre la utilización y aprovechamiento energético de la leña y otros residuos biomásicos. En el caso de los recursos forestales, las evaluaciones existentes mencionan como principal causa de la deforestación a la creciente expansión de la frontera agrícola, pero sí existen indicios de zonas específicas en donde la obtención de la leña empieza a tener incidencia en la deforestación.

Por otra parte, si se comparan con los combustibles de origen fósil, en términos de gases liberados al medio, se debe reconocer la importancia de la biomasa como material energético amigable con el medio ambiente. Desde el punto de vista socioeconómico, se debe tener presente que la disponibilidad de este recurso ha permitido a un número significativo de las familias, especialmente en las áreas rurales y en los tres países de mayor consumo (Guatemala, Honduras y Nicaragua), resolver parcialmente sus necesidades energéticas, sin tener afectación directa de los altos precios de los derivados del petróleo.

Ello debido a la disponibilidad del recurso y al aparente bajo porcentaje que representa el costo de la leña con relación a los ingresos de las familias.<sup>57</sup>

Existen otras condiciones que deben tenerse en cuenta, derivadas de la baja eficiencia de los fogones tradicionales y la no adecuada recolección de gases liberados durante su combustión. La ineficiencia en su uso ocasiona su elevada participación en términos del consumo energético, proveyendo a cambio muy poca energía útil. Esto significa que el principal recurso energético está siendo desperdiciado, ocasionando adicionalmente impactos nocivos innecesarios en el medio ambiente, la salud de la población, especialmente de las mujeres y la economía nacional.

La contaminación del aire en el interior de las viviendas se atribuye principalmente a gases que resultan de la combustión de leña y otros combustibles sólidos utilizados en la cocción de alimentos y, en algunos casos, para la calefacción de ambientes. Sobre los efectos en la salud, un estudio reciente concluye que existen suficientes evidencias de enfermedades, tanto en niños como en adultos, especialmente las infecciones respiratorias agudas (IRA) en niños, entre ellas la neumonía. Estudios específicos muestran una mayor prevalencia de casos de tos y flema, de entre tres y seis veces, para mujeres que cocinan con fogones abiertos y estufas de plancha (estufas mejoradas con chimeneas). Las estufas mejoradas emitieron considerablemente menos partículas suspendidas y monóxido de carbono (CO), comparada con las de fuego abierto (Bruce y otros, 1998).

Principalmente por causa de la pobreza, muchos hogares se ubican como usuarios de energías tradicionales en su fase más rústica (las estufas de tres piedras). La experiencia de varios países indican que la mitigación de los impactos de salud de la contaminación de aire interior de las viviendas puede ser conseguida por medio del acceso a mejores tecnologías y energéticos modernos. Una primera etapa son las estufas mejoradas, los sistemas de captación de gases (chimeneas) y mejoras en la ventilación de los hogares. Posteriormente, se debe considerar el mejoramiento de las condiciones de acceso a combustibles líquidos y gaseosos, como el keroseno y el GLP, y finalmente electricidad. La reducción de los niveles de contaminación en la atmósfera interior de las viviendas (especialmente en los sectores más pobres) indudablemente traerá beneficios y permitirá allanar el camino para la consecución de los próximos objetivos de desarrollo sostenible.

Congruente con lo planteado en la Estrategia 2020, existe una propuesta para la implementación de un millón de estufas limpias y ahorradoras (de leña) para los países del SICA. Dicho planteamiento considera tanto la logística (programas de educación y organización de unidades ejecutoras), como la fabricación, el monitoreo y evaluación. Para tener mayores posibilidades de financiamiento, se han planteado tres esquemas, el primero con un financiamiento total por parte de instituciones internacionales, el segundo con financiamiento parcial por parte de instituciones y con aportaciones de los gobiernos locales, y el tercero con financiamiento múltiple en el cual se presenta una mayor participación de gobierno y los usuarios. El costo de dicho programa es de 260 millones de dólares.

---

<sup>57</sup> La leña está escasamente medida dentro de las encuestas de ingresos y gastos que realizan periódicamente los institutos de estadísticas de los países de la región. Ello es derivado del hecho de que, en su gran mayoría, la leña es recolectada por los miembros de las familias. Solamente una porción pequeña es comprada y corresponde en su totalidad a familias de ingresos medios o altos. Se exceptúa el caso salvadoreño, cuyas encuestas de ingresos y gastos han contemplado muchas preguntas sobre el consumo y el costo de la leña, así como otros relacionados con los gastos asociados a energéticos.

## IV. LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

En el contexto de la integración económica regional se han desarrollado esfuerzos para crear mercados energéticos en electricidad e hidrocarburos. En materia de electricidad, los primeros estudios se remontan a los años sesenta, mientras que en el sector hidrocarburos se iniciaron a mediados de los años ochenta, en ambos casos con la participación de la CEPAL. Los resultados más importantes se han materializado en la industria eléctrica. A continuación se presenta un breve resumen de los aspectos más importantes y la situación a 2014 de la integración energética regional.

### A. INTEGRACIÓN ELÉCTRICA

En materia de electricidad, los resultados concretos se empezaron a materializar desde la década de los setenta del siglo pasado.<sup>58</sup> La firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano en 1996 y de sus dos Protocolos es el paso más importante en la integración energética regional. Estos acontecimientos fijan el marco legal para el desarrollo del proyecto del Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC). El proyecto en sí tiene dos niveles: 1) la creación de un mercado regional de electricidad,<sup>59</sup> y 2) la construcción de una línea de transmisión de 230 kV de 1.800 kilómetros de longitud a lo largo de Centroamérica, que permitirá intercambios de hasta 300 MW entre países.<sup>60</sup> El proyecto fue finalizado en octubre de 2014 con la terminación del último tramo en territorio costarricense.

Adicionalmente, fue construido un enlace binacional entre México y Guatemala (inaugurado en 2010), que permite la exportación desde México hacia Guatemala de 200 MW. También se está trabajando en los estudios para la interconexión entre Panamá y Colombia, que funcionaría en corriente directa con una capacidad inicial de 300 MW, que entraría a operar hacia a finales de la presente década (2020).

Desde su creación, el mercado regional de electricidad (MER) se ha basado en el concepto del “séptimo” mercado, es decir, la conformación de un mercado independiente de los mercados nacionales de cada país, donde los agentes que participen concurren para realizar transacciones regionales de energía y cuyo funcionamiento está regulado por normas propias aplicables al ámbito de su administración y operaciones. Los intercambios de energía se realizan mediante transacciones en el MER a través de la Red de Transmisión Regional (RTR), cuyas instalaciones son en su mayor parte de uso compartido con los mercados nacionales, estableciéndose los nodos de la RTR como los puntos de conexión entre el MER y los mercados nacionales. Esta concepción conlleva la superposición de transacciones del mercado regional y de los mercados nacionales, así como la existencia de flujos de energía, regionales y nacionales en la RTR.

---

<sup>58</sup> La primera interconexión binacional entre Honduras y Nicaragua comenzó a operar en 1975, le siguieron la de Costa Rica y Nicaragua en 1982, y después las de Costa Rica-Panamá y El Salvador-Guatemala, ambas en 1986. El eslabón faltante entre El Salvador y Honduras se completó en septiembre de 2002 y a partir de ese momento seis países de Centroamérica, desde Guatemala hasta Panamá, quedaron unidos eléctricamente por interconexiones binacionales con capacidad muy limitada para el trasiego regional de energía.

<sup>59</sup> 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.

<sup>60</sup> La construcción se inició en 2007 y cuenta además con 28 bahías de acceso, y se espera que algunos tramos entren en operación comercial a fines de 2009. El costo total del proyecto se estima en 400 millones de dólares.

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

En las décadas de 1980 y 1990 el volumen de los intercambios (exportaciones más importaciones) no pasó de 1.000 GWh/año. A partir de 2000 (año en el que se registra la cifra récord de 2.945 GWh), los intercambios se han reactivado como resultado de las posibilidades de arbitraje de los nuevos mercados mayoristas de electricidad en cuatro países. En el cuadro 15 se muestra un resumen de las transacciones internacionales de electricidad en la región. En el gráfico 11 se ilustra la magnitud de las transacciones en 2013. En dicho año las transacciones regionales (importaciones y exportaciones de electricidad, incluyendo las operaciones con México) fueron del 3,8% de la demanda eléctrica regional, cifra que representa un importante incremento comparado con el valor registrado en 2012 (2%). Por países, ese indicador de uso de las interconexiones binacionales fue el siguiente: 9,5% en Guatemala, 7,4% en El Salvador, 1,8% en Nicaragua, 1,7% en Panamá, 1,5% en Honduras y 0,8% en Costa Rica. En 2014 cifras preliminares muestran una cifra récord (véanse los gráficos 12 y 13),<sup>61</sup> la cual se ha logrado gracias a la entrada de los tramos faltantes del SIEPAC<sup>62</sup> y la entrada en vigencia del reglamento definitivo del mercado eléctrico regional (enero de 2013).

**CUADRO 15**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DEL COMERCIO INTRARREGIONAL**  
**DE ELECTRICIDAD, 2003-2013**

*(Importaciones+exportaciones, en GWh)*

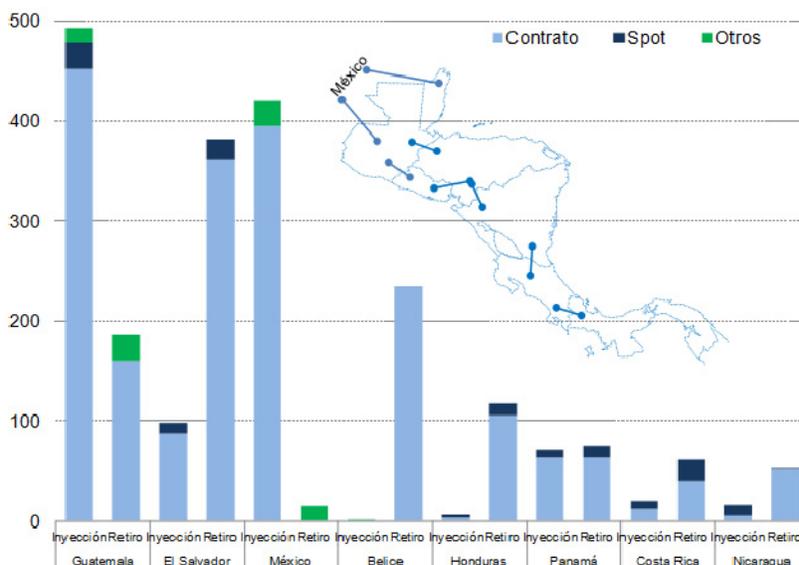
Año	Total	Belice	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
2003	1 879,6	188,7	160,1	530,3	446,9	336,8	33,1	183,7
2004	2 406,9	235,8	394,0	549,6	505,1	392,2	45,1	285,1
2005	1 376,6	254,0	151,0	359,9	358,6	61,1	30,8	161,2
2006	646,0	209,8	130,1	19,7	96,6	18,6	53,4	117,8
2007	810,3	225,2	167,1	45,1	140,0	35,2	64,0	133,7
2008	848,2	248,4	126,0	172,0	80,7	56,4	28,2	136,5
2009	994,4	216,2	150,0	287,2	131,3	47,0	3,2	159,5
2010	1 221,9	159,9	100,5	263,2	501,2	35,4	53,5	108,2
2011	1 430,9	170,6	47,7	317,4	719,0	45,4	50,5	80,3
2012	1 133,8	237,9	57,2	241,5	421,4	76,9	23,2	75,8
2013	1 971,5	234,1	80,9	464,6	854,4	122,5	68,2	146,8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

<sup>61</sup> Notas de prensa de fines de diciembre de 2013 señalaban que El Salvador estaba comprando un 23% de la energía eléctrica que necesita a través de importaciones, básicamente de Guatemala. A su vez, este país es importador de electricidad proveniente de México.

<sup>62</sup> A diciembre de 2013 quedaban pendientes de finalización solamente dos tramos del SIEPAC, los que entraron en funcionamiento durante 2014: Panaluya-San Buenaventura (Guatemala-Honduras) y Parrita-Palmar (interno en Costa Rica), que fueron inaugurados en marzo y octubre de 2014, respectivamente.

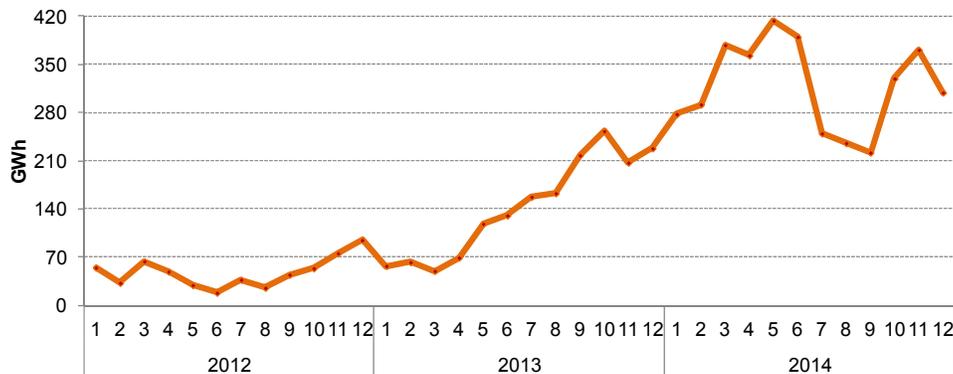
**GRÁFICO 11**  
**CENTROAMÉRICA: INTERCAMBIOS DE ELECTRICIDAD, 2013**  
*(En GWh)*



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales preliminares.

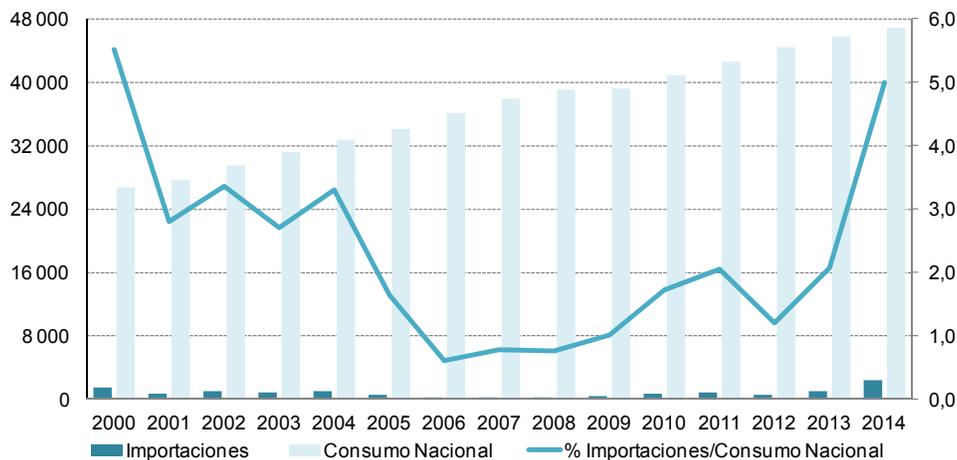
Nota: Para los intercambios México-Guatemala sólo se considera lo reportado por el AMM de Guatemala. Las importaciones de energía de Belice provenientes de México fueron de 314 GWh en 2013.

**GRÁFICO 12**  
**CENTROAMÉRICA: FLUJOS TOTALES DE ENERGÍA EN LAS INTERCONEXIONES, 2012-2014**  
*(En GWh)*



Fuente: CEPAL, sobre la base información del Ente Operador Regional.

**GRÁFICO 13**  
**CENTROAMÉRICA: IMPORTACIONES Y CONSUMO NACIONAL, 2000-2014**  
*(En GWh)*



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Las barras referidas al eje de la derecha. El consumo nacional se refiere a las inyecciones netas en alta tensión en los seis países. Las importaciones corresponden al total de importaciones anuales de electricidad realizadas por los seis países.

No sin dificultades, los países han ido avanzando en la hoja de ruta que aprobó el Consejo Director del MER en 2011, la cual fija plazos específicos para el cumplimiento de los compromisos pendientes por los países signatarios del Tratado-Marco, como por los organismos regionales del MER. Los países elaboraron y pusieron en marcha las interfaces entre las correspondientes regulaciones nacionales y la regional. También fue aprobado e implementado el cargo para constituir el Ingreso Autorizado Regional (IAR) del MER.<sup>63</sup> Entre los temas a los que se deberá poner especial atención se mencionan los siguientes:

1) Los contratos firmes. La operación de los contratos firmes de largo plazo requiere que los países de los agentes que son partes del contrato, ya sea como vendedores o compradores, coordinen y acuerden compromisos adicionales con el fin de asegurar tanto el abastecimiento y la compraventa de energía. El proceso ha sido complicado, pero en 2014 se dieron importantes avances con la aprobación del procedimiento para la aplicación de los “Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y sus respectivos Derechos Firmes de Transmisión” (entre los nodos de inyección y retiro).<sup>64</sup> Esto constituye un paso intermedio o de transición para llegar en un futuro a contratos firmes, a término y no interrumpibles, entre oferentes (generadores) y demandantes (distribuidoras, grandes usuarios o comercializadores) que viabilicen el desarrollo de centrales generadoras regionales. Tienen por objetivo el dotar a los agentes del MER de instrumentos para manejar los riesgos de suministro y precio de la energía

<sup>63</sup> Para la línea SIEPAC, el Ingreso Autorizado Regional (IAR) es el monto que cubre: costos de operación, mantenimiento y administración; servicio de la deuda por inversión de construcción (hasta cubrir el monto de 435,5 millones de dólares); el valor esperado de la indisponibilidad; los tributos que pudieran corresponder, y la rentabilidad aprobada por el regulador regional (CRIE).

<sup>64</sup> Resolución de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica N° CRIE-P-26-2014, 30 de septiembre de 2014. Los “derechos firmes” están siempre asociados a un “contrato de energía firme”. Asignan a su titular el derecho pero no la obligación de inyectar y retirar potencia y energía en dos nodos específicos de la Red Regional de Transmisión.

en el mercado regional y posibilitar las inversiones de largo plazo. Estos procedimientos empezarán a aplicarse en 2015.

2) Fortalecimiento de los entes regionales que conforman el MER. Necesario para que estos entes puedan enfrentar de mejor manera y en los plazos estipulados los desafíos de la integración eléctrica (y energética, con la posible entrada del gas natural al final de la presente década).

3) Refuerzos de los sistemas nacionales de transmisión. Limitaciones en estos sistemas han reducido la capacidad del SIEPAC drásticamente en algunos tramos. En algunos casos, ciertos tramos de la línea (o de la infraestructura) pueden estar dedicados a resolver problemas de la transmisión regional.

4) Fortalecimiento de la planificación regional. Esta función ha quedado a cargo del Ente Operador Regional (EOR). Constituye un reto muy grande ya que, aunque tratándose de planificación indicativa, debe conciliar los intereses de las expansiones nacionales (de generación y transmisión) en el mediano (3-8 años) y largo plazos (20 años), debiendo ser plenamente congruente con el planeamiento operativo (1-3 años). Lo anterior teniendo presente desarrollos en ambientes de mercados libres (con diferente grado) en cinco países y de planificación centralizada (en Costa Rica). Esta actividad es fundamental para enfrentar tres desafíos inminentes: las centrales de generación regional; las expansiones del SIEPAC (el segundo circuito y la conexión robusta con México), y el ingreso del gas natural (sea en la forma de gas natural líquido, o por medio de gasoductos).

## B. INTEGRACIÓN DE OTROS SUBSECTORES

La conformación de una agenda energética que incluya los principales subsectores energéticos constituye un tema nuevo o emergente en la región que comenzó a tratarse a partir de 2003. Los avances se han dado en la armonización de normas de los productos petroleros y en la promoción de proyectos regionales. El esfuerzo inicia cuando se dieron las primeras señales de alerta relacionadas con los altos precios del petróleo en las economías de la región (2003 y 2004). En 2003 los países centroamericanos aprobaron un Plan de Emergencia Energética. En 2006 los Presidentes mandan crear la Unidad de Coordinación Energética de la Secretaría General del SICA (UCE-SICA).<sup>65</sup> En 2007 los ministros de energía aprobaron la Estrategia Energética Sustentable Centroamérica 2020 (Estrategia 2020), la cual fue ratificada por los Mandatarios de los países de la región.<sup>66</sup> Se analizaron en esos años (2006-2008) proyectos regionales para refinación de petróleo y para la introducción de gas natural.

La ubicación de la coordinación energética regional en el organismo de mayor jerarquía de la integración regional posibilitó avances importantes, pero en los últimos años ese “*momentum*” ha decaído

<sup>65</sup> II Cumbre sobre la Iniciativa Energética Mesoamericana, Declaración de La Romana, la República Dominicana, junio de 2006.

<sup>66</sup> 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.

como consecuencia de una readecuación y nuevas prioridades del sistema de la integración.<sup>67</sup> El financiamiento de los organismos de integración, el atraso en pago de cuotas y la decisión de no aumentar la administración del sistema de la integración también ha pesado en una menor efectividad para atender actividades no relacionadas en forma directa con las nuevas prioridades. Otras decisiones soberanas de los países también podrían tener incidencia para que éstos asignen menor importancia a las actividades de la integración regional.<sup>68</sup>

Lo anterior obliga a una reflexión sobre la mejor forma de impulsar la integración y las ventajas de coexistencia de diferentes esquemas para la integración sectorial. En el caso eléctrico es visible el avance progresivo realizado por alrededor de cinco décadas, que no se detuvo incluso ante largos períodos de interrupciones de los regímenes democráticos y conflictos armados (década de 1970) o de reformas estructurales (década de 1990), habiendo conformado una infraestructura regional con inversiones de alrededor de 500 millones dólares, que continúa en adaptación y expansión. La existencia de empresas eléctricas estatales (descentralizadas y autónomas), con plena coincidencia en las agendas de desarrollo y la identificación y cristalización de beneficios de la cooperación e integración. Esa situación les permitió contar con un organismo regional dedicado con exclusividad al subsector desde 1985 (el CEAC),<sup>69</sup> que con el respaldo de las empresas eléctricas pudo liderar las fases iniciales para la constitución del MER y el financiamiento de la infraestructura del SIEPAC.<sup>70</sup>

La agenda petrolera regional presenta paradojas, ya que no obstante la alta prioridad que tiene en las Agendas Nacionales, el alto valor del mercado de hidrocarburos (alrededor de 13.000 millones de dólares desde el punto de vista de las importaciones regionales y 20.000 millones de dólares desde el punto de vista de las ventas finales), y su liquidez (que permite una importante, rápida y efectiva recaudación fiscal a las haciendas), los países no hayan buscado un mecanismo *ad hoc* para el financiamiento de un organismo regional que promueva actividades regionales de cooperación en hidrocarburos.

---

<sup>67</sup> A partir de 2003, el SICA se ha venido reorganizando para cumplir con las cinco grandes áreas de objetivos estratégicos para su relanzamiento: a) integración social y económica; b) seguridad democrática; c) fortalecimiento institucional, y d) cambio climático y prevención de desastres. Bajo este esquema, a Costa Rica le corresponde la Secretaría Ejecutiva del Centro de Coordinación para la Prevención de Desastres Naturales en América Central; a Honduras, la Presidencia Ejecutiva del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE); a Nicaragua, la Secretaría de Integración Turística de Centroamérica; a Belice, la Secretaría Ejecutiva del Consejo Agropecuario Centroamericano (CAC); a la República Dominicana, la Secretaría de Integración Social; a Guatemala, la Secretaría de Seguridad Democrática, y a Panamá, la Secretaría de Integración Económica Centroamericana (SIECA).

<sup>68</sup> a) El inicio de las relaciones de Costa Rica con la República Popular China y el consiguiente rompimiento con sus relaciones con la provincia china de Taiwán, que ha sido el principal cooperante del SICA. Con ello, junto con la República Dominicana, son dos los Estados del SICA que tiene relación con el país que representa actualmente la segunda economía mundial; b) la incorporación de dos países del SICA al Foro Asia Pacífico (Costa Rica y Panamá); c) las gestiones avanzadas para el ingreso del primer país del SICA a la OECD (Costa Rica); d) algunos fallos de la Corte Centroamericana de Justicia, que no han sido aceptados por algunos países; f) varios litigios internacionales relacionados con límites y fronteras terrestres, fluviales y marítimas; g) en el sector energético debe mencionarse la pérdida paulatina de importancia del Programa de Cooperación Energética con México y Venezuela (República Bolivariana de) (Acuerdo de San José, ratificado por última vez en 2008) y el surgimiento de una nueva iniciativa de cooperación petrolera venezolana (Petrocaribe), a la cual se han acogido 4 de los 8 países del SICA, y h) nuevas iniciativas de cooperación, como el Proyecto de Mesoamérica, cuya coordinación con el SICA aún está en fase de construcción.

<sup>69</sup> El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

<sup>70</sup> En este aspecto debe destacarse el papel del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

El interés por el gas natural ha continuado, en especial por los bajos precios de este hidrocarburo y las ventajas ambientales al posibilitar menores emisiones que los derivados del petróleo y el carbón. Algunos hechos que ponen en relieve el interés por el gas natural se citan a continuación:

1) Dos países (El Salvador y Panamá) han aprobado leyes nacionales de gas natural que facilitan el desarrollo de instalaciones de recepción, almacenamiento, transporte y distribución de ese energético. En estos países también se han realizado licitaciones públicas internacionales de compra de energía termoeléctrica que fueron asignadas a proyectos de gas natural.

2) A inicios de mayo de 2013 el presidente de los Estados Unidos realizó una visita a Costa Rica, la cual incluyó una Cumbre con los mandatarios de la región.<sup>71</sup> La visita culminó con una reunión con el sector privado de la región, en la cual la seguridad energética y la integración del mercado energético fueron los temas destacados. Los mandatarios de la región solicitaron al presidente estadounidense la inclusión dentro del tratado de libre comercio existente (CAFTA o RD-CAFTA, por con sus siglas en inglés<sup>72</sup>), la inclusión de una partida para la importación de gas natural licuado por parte de los países centroamericanos (Summa, 2013). Estudios realizados por el BID sugieren la introducción de gas natural a partir de un gasoducto desde México (para los países del norte) y la importación de gas natural licuado (para los países del sur).

---

<sup>71</sup> La Cumbre entre los Jefes de Estado y de Gobierno del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) y el Presidente de Estados Unidos, Barack Obama, tuvo lugar en San José, Costa Rica, en mayo de 2013.

<sup>72</sup> *Central America Free Trade Agreement* (CAFTA). Incluye también a República Dominicana, por lo que también se le conoce como RD-CAFTA. El acuerdo entró en vigencia en 2007.

## V. ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

### A. LA AMENAZA DEL CAMBIO CLIMÁTICO

Existen cuatro aspectos que se han manifestado continuamente y que se asocian al cambio climático. El primero relacionado con los desastres naturales, en especial las tormentas tropicales, ciclones y los huracanes, que han ocasionado severos daños a la infraestructura, incluyendo afectación a la infraestructura energética, que puede darse no sólo por los fuertes vientos y lluvias, sino también por el oleaje generado por los meteoros. Las crecidas de los ríos y los deslizamientos de tierras son los fenómenos consecuentes que provocan pérdida de vidas y mayores daños a los acervos de los países. En el sector energético esos fenómenos tienen impacto potencial en la infraestructura eléctrica (líneas y redes de transmisión, plantas generadoras) y en menor escala en la infraestructura petrolera, que suele ser afectada en forma indirecta en la logística de distribución por los daños en caminos y puentes. En el cuadro 16 se muestra un resumen de los principales fenómenos de este tipo que afectaron la región en el período 2003-2014.

El segundo tipo de fenómeno meteorológico asociado al fenómeno de El Niño son los períodos de sequía, cuya principal afectación es al sector agrícola, causando reducción de las cosechas (escasez e incremento de precio) y afectando con mayor intensidad a los grupos de la población de menores ingresos. Entre 2009 y 2014, con diferente intensidad, temporalidad y localización (con mayor afectación en el llamado corredor seco centroamericano), todos los países centroamericanos han experimentado los efectos de las sequías. En el sector energético, el daño principal es en la reducción de los aportes a los embalses, con consecuencias en la disminución de la energía hidroeléctrica, alza de las tarifas y potenciales desabastecimientos y racionamiento.

Un tercer tipo de fenómeno es el de regímenes de lluvia irregulares (atraso de los períodos de lluvia y prolongación de las canículas), con efecto inmediato en el subsector eléctrico (precios y potenciales desabastecimientos). Estos fenómenos han afectado a Panamá en 2013 y 2014. Estos efectos han sido minimizados gracias a la cooperación regional y el beneficio de las interconexiones, fortalecidas en los últimos años con la gradual entrada de los tramos del SIEPAC.

Un cuarto fenómeno, poco estudiado, es el de las olas de calor, períodos cortos durante la estación seca en donde se dan temperaturas más altas que las observadas en los registros de las estaciones meteorológicas. Provocan incremento en el uso de energía para enfriamiento; sin embargo, el mayor peligro para los países es el asociado a los incendios forestales, cuya probabilidad aumenta en esos períodos, causando severos daños al acervo forestal y disminuyendo la capacidad natural de captura de carbono.

Se han realizado algunas evaluaciones para estimar las afectaciones del cambio climático en la producción de electricidad, tanto para cuencas específicas (CEPAL, 2012c), como a nivel de toda la región centroamericana (INCLAM, 2014).

**CUADRO 16**  
**CENTROAMÉRICA: PRINCIPALES TORMENTAS TROPICALES**  
**Y HURACANES, 2005-2014**

Año	Nombre	Breve descripción
2005	Stan	Huracán. Tormenta muy fuerte en octubre de 2005. Causó inundaciones y destrucciones en Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y el sur de México y Haití. Provocó por lo menos 1.620 muertes, y dejó numerosos desaparecidos. Los países más afectados fueron Guatemala y El Salvador
2009	Ida	Tormenta tropical que azotó a Centroamérica en noviembre de 2009, causando los mayores daños en El Salvador (91 fallecidos y daños principalmente en los departamentos de San Salvador, La Libertad, Cuscatlán, La Paz y San Vicente)
2010	Ágatha	Tormenta tropical que se originó el 24 de mayo cerca de las costas de Costa Rica. Causó deslizamientos de tierra e innumerables ríos desbordados, cobró la vida de 194 personas, desplazando a miles de personas y provocando la destrucción de muchas viviendas. A su llegada a Guatemala coincidió con erupción del Volcán Pacaya, provocando estado de calamidad pública y la evacuación de unas 15.000 personas, de hogares y daños en la infraestructura
2011	E-12	Tormenta tropical, en octubre, dejó bajo el agua una décima parte de El Salvador. El saldo superó los registros de los últimos cuatro huracanes que han golpeado a El Salvador (Mitch, Stan, Ida y Ágatha) e incluye 32 muertes, 21 ríos desbordaron, numerosos deslizamientos de tierra y 20.000 viviendas afectadas. Afectaciones en Guatemala, Honduras, Nicaragua y Costa Rica
2012	Ernesto	Tormenta tropical, en agosto, causa evacuaciones principalmente en Nicaragua
2014	Hanna	Tormenta tropical, en octubre, causó intensas lluvias sobre la costa este de Honduras y noreste de Nicaragua

Fuente: Elaboración propia con base en diversas fuentes.

## B. LA MITIGACIÓN Y LA TRANSICIÓN HACIA ECONOMÍAS BAJAS EN CARBONO

Los países centroamericanos se encuentran agrupados dentro del segundo grupo de países que producen menores cantidades de GEI (tanto a nivel global como a escala per cápita). Considerando únicamente las emisiones de CO<sub>2</sub> por el uso de combustibles fósiles, estos países emiten solamente los siguientes porcentajes de las emisiones per cápita promedio: 10% de los países de renta alta; 23% del mundo, 33% de los países de renta media, y 42% de América Latina y el Caribe.<sup>73</sup> Centroamérica, no obstante su muy baja o nula contribución al fenómeno global del cambio climático, constituye una de las regiones más vulnerables a los fenómenos climáticos.

En el cuadro 17 se muestra un resumen de la evolución de la emisión de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>) asociados al uso de hidrocarburos en los países de Centroamérica en el período 2005-2013. En el gráfico 14 se observa esa evolución para un período más amplio (1974-2013).

<sup>73</sup> Los países centroamericanos en promedio emiten casi 4 veces CO<sub>2</sub> más por el uso de combustibles fósiles que los países más pobres del planeta (países de renta baja, con ingreso per cápita promedio anual menor a 1.045 dólares (Banco Mundial, 2015b).

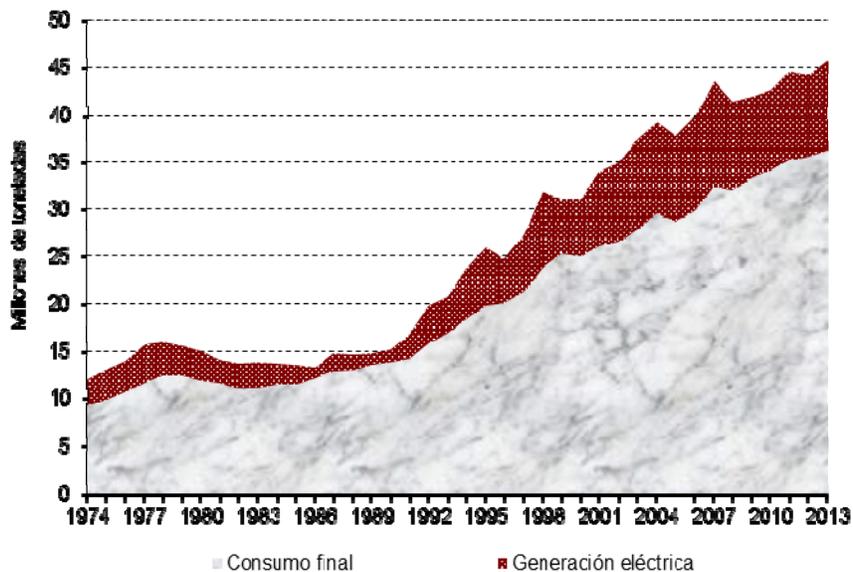
**CUADRO 17**  
**CENTROAMÉRICA: EMISIONES DE GEI ASOCIADAS A LOS HIDROCARBUROS, 2005-2013**

Índice	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
<b>2005</b>						
Emisiones per cápita	1,35	0,93	0,77	0,89	0,67	1,67
Intensidad de emisiones	331,9	375,1	404,4	717,3	657,2	411,2
<b>2010</b>						
Emisiones per cápita	1,47	0,92	0,67	0,96	0,67	2,15
Intensidad de emisiones	240,2	340,0	292,1	582,6	549,6	347,7
<b>2011</b>						
Emisiones per cápita	1,50	0,94	0,66	0,97	0,72	2,35
Intensidad de emisiones	224,8	332,6	267,2	553,0	562,3	344,3
<b>2012</b>						
Emisiones per cápita	1,45	0,82	0,65	0,98	0,70	2,35
Intensidad de emisiones	204,7	288,0	259,1	558,7	524,2	314,4
<b>2013</b>						
Emisiones per cápita	1,50	0,87	0,63	0,99	0,67	2,38
Intensidad de emisiones	199,1	306,3	243,7	583,5	487,0	293,9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Intensidad petrolera en barriles de derivados de petróleo por miles de dólares de 2000. Emisiones per cápita en toneladas de CO<sub>2</sub> por habitante, referentes al consumo de hidrocarburos.

**GRÁFICO 14**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub>**  
**POR CONSUMO DE COMBUSTIBLES FÓSILES, 1974-2013**  
*(En millones de toneladas)*



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y factores de emisión del IPCC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático, por sus siglas en inglés).

La mayor parte de los países de la región analizan estrategias de desarrollo bajo en carbono para modificar los patrones tradicionales de producción y consumo. Ello se complementa con la preocupación a la alta dependencia al petróleo y sus derivados. Regionalmente, el compromiso más importante fue la aprobación de la Estrategia 2020 que estableció objetivos y metas para reducir la dependencia de los hidrocarburos; aumentar la participación de las fuentes renovables; disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y aumentar la eficiencia en la oferta y demanda de energía. Todos los países han avanzado en la consecución de las metas anteriores. A continuación se presentan algunos temas relevantes:

### **1. Fuentes renovables de energía (FRE)**

A nivel de los países, en el subsector eléctrico los cinco países han aprobado leyes de promoción y apoyo a las FRE; Costa Rica ha cumplido con ese mandato contenido en la ley de su empresa eléctrica estatal (también tiene tres leyes que promueven la participación privada y municipal), y Belice ha promovido una política para el desarrollo de esas fuentes. Todos los países tienen inscritos proyectos en el mecanismo de desarrollo limpio (MDL) y también han accedido al mercado voluntario de carbono.

### **2. Eficiencia Energética (EE)**

La situación y los avances de los programas, proyectos e iniciativas nacionales sobre EE en Centroamérica son diferentes. Los procesos de reestructuración y transformación del sector de energía llevados a cabo durante la década de 1990 tomaron diferente dinámica, de tal suerte que en algunos países es en los años recientes que se ha conformado un ministerio o una secretaría como cabeza del sector, encargado de la política energética y de la gobernanza del sector. Ello ha sido un factor positivo para la organización y promoción de las iniciativas y proyectos de EE; sin embargo, podría ser insuficiente, ya que generalmente no existe un mandato claro para priorizar las iniciativas referidas, ni los mecanismos y recursos para financiar y promover la EE.

Los contextos normativos e institucionales en la región tienen muchas similitudes, pudiendo identificarse dos modelos: uno con alta participación estatal en la prestación de los servicios energéticos, y otro total o parcialmente liberalizado, con participación preponderante de agentes y empresas del sector privado. Los dos países que han aprobado marcos jurídicos para promover la EEC representan cada uno de esos modelos (Costa Rica, desde 1994 y Panamá en 2012). No obstante, ambos casos tienen aún mucho camino por recorrer.

Hay avances importantes en las actividades y programas de la EE, en especial en países en los cuales el sector privado y las Universidades han empezado a tomar un rol de liderazgo dentro de sus respectivos ámbitos. Sin embargo, todavía se depende excesivamente de la cooperación internacional para impulsar programas de EE, a pesar de que en casi todos los países las señales de precios de la energía reflejan condiciones de escasez, lo que se debería redundar en altas rentabilidades para las inversiones en EE. Ello indica en parte que las barreras de la falta de conocimiento de los usuarios de la energía sobre cómo hacer más eficientes sus procesos y otros temas (como la falta de mecanismos y facilidades de financiamiento) continúan siendo grandes.

Todos los países han realizado importantes acciones para el reemplazo de luminarias incandescentes por tecnologías eficientes, en su mayor parte como programas de gobierno con apoyo de la cooperación internacional y por medio de programas de información para orientar a los usuarios en acciones de ahorro de energía. El aire acondicionado y sistemas de climatización constituyen la segunda aplicación de uso más difundido, cuya modernización tendrá un impacto muy significativo en los países

centroamericanos. Sin embargo, las prioridades pueden variar significativamente entre los países. Las investigaciones y auditorías sobre usos finales de la energía y las condiciones de temperatura en las principales zonas metropolitanas deben dar las pautas para la promoción de acciones en este segmento, que es prioritario principalmente en Panamá, El Salvador, Honduras y Nicaragua. En el recuadro 6 se muestra un resumen de las principales acciones realizadas.

Para las energías tradicionales, el ingreso de la región (representada por el SICA) y de dos países (El Salvador y Guatemala) en la Alianza Global de las Estufas Limpias y el de tener la promesa de fondos y apoyo por parte de cooperantes y bancos multilaterales de desarrollo son avances muy significativos. El principal reto sigue siendo la conformación de las Unidades Multisectoriales que coordinarán y ejecutarán los programas y proyectos de uso sostenible de la leña en los países.

Entre los principales riesgos y amenazas para el fortalecimiento y sostenibilidad de la EE se mencionan: la dificultad para monitorear los resultados de los programas de eficiencia energética; la falta de continuidad en la aplicación de políticas de eficiencia energética, en especial luego de cambios o relevos en la administración de las instituciones; la no incorporación de la EE dentro de las políticas de Estado, y las todavía emergentes y escasas fuentes nacionales de financiamiento específico para programas de eficiencia energética.

#### **RECUADRO 6 CENTROAMÉRICA: EFICIENCIA ENERGÉTICA**

La Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020 tiene siete objetivos que, en conjunto, tienen como propósito reducir la dependencia de los combustibles fósiles y promover el desarrollo sostenible del sector de la energía en Centroamérica. La estrategia también define diez objetivos para la región que se desean alcanzar para el año 2020. Seis de los diez objetivos se centran en el uso racional y eficiente de la energía, visto como una opción de bajo costo para reducir la demanda de combustibles fósiles. Los seis objetivos de eficiencia energética relacionadas son los siguientes:

- 1) Reducir en 10% el consumo de leña para cocción, mediante la utilización de cocinas más eficientes, en un millón de hogares rurales centroamericanos.
- 2) Disminuir en 12% el uso de energía eléctrica en los sectores residencial, comercial, industrial y alumbrado público mediante la sustitución de sistemas de iluminación eficientes.
- 3) Bajar en 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.
- 4) Reducir en 10% el uso de energía eléctrica en el sector industrial, mediante el uso de motores eficientes.
- 5) Llevar al menos al 12% el nivel de pérdidas en los sistemas eléctricos de los países de la región.
- 6) Disminuir en 10% el consumo de derivados del petróleo en el transporte público y privado a través de medidas de manejo eficiente, aplicación de normas para la importación de vehículos, fomento al transporte público, entre otros.

Todos los países de la región han puesto en marcha programas de eficiencia energética destinadas a promover la iluminación eficiente de la energía en la última década. La estrategia en todos los países ha sido la de sustituir las bombillas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas de bajo consumo (CFL). Esto se ha logrado mediante la distribución de CFL de forma gratuita, mientras que en algunos casos, como el de Costa Rica, la estrategia utilizada fue ofrecerlas con un descuento por medio de programas organizados por las empresas eléctricas. Es difícil evaluar el impacto a largo plazo de este tipo de medidas, ya que los hogares de bajos ingresos

(continúa)

**RECUADRO 6 (Conclusión)**

podrían tener dificultad para pagar el alto costo de la sustitución de lámparas fluorescentes compactas y, en caso de existir subsidios altos, seguramente optaran por la opción de bombillas incandescentes. En el caso de Costa Rica se puso en marcha el programa de sustitución de LFC's con el objetivo de reducir la demanda global máxima de electricidad, lo que contribuyó a bajar los costos de generación de electricidad. Más de 2 millones de CFL fueron vendidas a los consumidores, lo que contribuyó a la consecución de los objetivos del programa. Varias ciudades de la región han puesto en marcha programas de alumbrado público eficiente.

La iniciativa *en.lighten* —del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), cuyo objetivo es promover una transición a la iluminación eficiente a nivel mundial— se ha asociado con el Proyecto Mesoamérica en la región para promover la iniciativa en ésta. A través de su asociación con el PNUMA, el Proyecto Mesoamérica ha creado la Estrategia Regional para la Iluminación Eficiente en Centroamérica para facilitar la transición a la iluminación eficiente. De acuerdo con estimaciones realizadas por *en.lighten*, la estrategia podría dar lugar a una reducción de 2.578 millones de kWh al año en la generación de electricidad. La estrategia de la iluminación eficiente propone una serie de acciones que deben ser cumplidas para 2018.

**Eficiencia energética en el sector transporte**

El sector transporte es el mayor consumidor de productos petrolíferos refinados en todos los países de la región, por lo que es la mayor fuente de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Los esfuerzos de la EE se han enfocado a mejorar el flujo de transporte por medio del ordenamiento vial (incluye la restricción de la circulación de vehículos pesados, el cambio de vías, la utilización de carriles reversibles, etc.), la modernización de las flotas de transporte público y el impulso de un modo de transporte público; a partir de sistemas BRT, con la introducción de carriles exclusivos para autobuses públicos (BRT), se han puesto en marcha en Guatemala (2007), Panamá (2011), San Salvador (2014) y Tegucigalpa (2015). En Costa Rica se ha reanudado el servicio ferroviario urbano y se introdujeron restricciones de circulación de vehículos en algunas zonas de la capital. Panamá lanzó el primer metro en la región en 2014.

El objetivo de lograr una reducción del 10% en el consumo de energía en el sector transporte a través de medidas de eficiencia energética, destinadas a mejorar el rendimiento de los vehículos y la restricción a las importaciones de vehículos ineficientes, mencionados en la estrategia 2020, no ha avanzado. Las acciones específicas dirigidas a mejorar la movilidad urbana y disminuir la congestión del tráfico debido al aumento de vehículos privados se han aplicado en todos los países de la región.

**Eficiencia energética en aparatos eléctricos**

La Estrategia Energética 2020 no trata específicamente el tema de los aparatos eléctricos, pero un objetivo específico fue desarrollado para el tema de refrigeradores. El potencial de aumento de la eficiencia energética a través de la instalación de refrigeradores eficientes fue identificado en la estrategia y se definió una meta para la sustitución de refrigeradores con el fin de reducir el consumo de electricidad en refrigeración en un 35% para el año 2020. Con excepción de Costa Rica, que actualmente está buscando fondos para poner en marcha un programa de sustitución de refrigeradores, el resto de los países de la región no ha avanzado en este sentido. Aparte de los refrigeradores, existen otros electrodomésticos como los aires acondicionados cuyas ventas han aumentado en los países de la región que podrían beneficiarse de normas de eficiencia energética.

Tras la promulgación de la Ley de Eficiencia Energética en Panamá, se están creando los comités de eficiencia energética que definirán las normas para los diferentes aparatos eléctricos. Una vez que se definan las normas, los importadores y fabricantes tendrán que cumplir con los estándares de eficiencia, y los aparatos eléctricos que no cumplan con las normas ya no serán vendidos en el país. Actualmente, se encuentra en curso un proyecto para armonizar las normas de eficiencia energética para electrodomésticos entre los países de la región, lo que daría lugar a la creación de normas universales para la región entera. Al término del proyecto existirán normas uniformes en toda la región para determinados equipos seleccionados.

### 3. La carbono neutralidad y otras medidas para enfrentar el cambio climático

Por su alcance destaca la iniciativa de carbono neutralidad planteada por Costa Rica, que implicará la mitigación y captura de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), contribuyendo de esa forma a frenar el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y el cambio climático (constituye un compromiso anunciado en 2007).<sup>74</sup> Esta iniciativa considera cambios profundos en la producción y consumo de energía, siendo el transporte uno de los ejes que requerirán de transformación.

El gobierno costarricense ha definido en la norma c-neutral el procedimiento para alcanzar la carbono neutralidad: medir la huella; reducir emisiones; compensar las emisiones restantes. Se reportan algunos avances como la norma c-neutral, el mercado voluntario, la formulación de las Acciones Nacionales de Mitigación (NAMAs),<sup>75</sup> y la estrategia REDD,<sup>76</sup> entre otros. Alcanzar la carbono neutralidad implica que para 2021 el país debe haber implementado medidas nacionales de mitigación apropiadas (NAMAs), de modo que las emisiones de GEI de ese año sean las mismas que las de 2005. Se reconoce que existe un rezago en las acciones de reducción de emisiones, por ejemplo en el caso del sector transporte, que es el mayor generador de GEI, lo que ha puesto en cuestionamiento si el país podrá alcanzar la meta referida en el 2021.

En Guatemala, a finales de 2013 fue aprobada la Ley de Cambio Climático,<sup>77</sup> la cual establece las regulaciones necesarias para prevenir, planificar y responder de manera urgente, adecuada, coordinada y sostenida los impactos del cambio climático. Para la mitigación de las emisiones de GEI, dicha ley manda la elaboración de: a) el Plan Nacional de Energía; programas voluntarios de reducción o absorción de emisiones de GEI; b) proyectos para el desarrollo y aprovechamiento sostenible de los recursos forestales renovables, y c) la emisión de un reglamento para regular las emisiones en el transporte público y privado.

En 2015 todos los países se encontraban elaborando sus respectivos compromisos de reducción de emisiones (INDC), que serán presentados en la próxima Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (París, Francia, diciembre de 2015). Los temas de eficiencia energética (incluyendo normas y estándares) y desarrollo fuentes renovables de energía serán parte fundamental de los compromisos de reducción o absorción de emisiones de GEI.

---

<sup>74</sup> Reafirmada durante la 15<sup>a</sup> Convención Mundial de Cambio Climático (Copenhague, Dinamarca, 2009).

<sup>75</sup> Las acciones de mitigación apropiadas a cada país (NAMAs, por sus siglas en inglés) fueron formalizadas como una opción de mitigación para los países en desarrollo en el contexto de la negociación sobre acción cooperativa a largo plazo, en el marco de la Convención, bajo el Plan de Acción de Bali adoptado en la 13<sup>a</sup> sesión de la COP, celebrada en Bali, Indonesia en 2007.

<sup>76</sup> La Reducción de Emisiones por Deforestación y Degradación de bosques (REDD+) es un mecanismo que tiene por objeto reconocer el servicio ecosistémico de almacenamiento de carbono que prestan los bosques. Se orienta a incentivar el reemplazo de prácticas generadoras de procesos de degradación y deforestación de coberturas forestales por otras que permitan la disminución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero asociadas a esos cambios en el uso del suelo.

<sup>77</sup> Ley-Marco para Regular la Reducción de la vulnerabilidad, la adaptación obligatoria ante los efectos del cambio climático y la mitigación de Gases Efecto Invernadero (Decreto Número 7-2013 del Congreso de la República de Guatemala).

#### 4. El transporte y la movilidad sostenible

El transporte representa el segundo sector de mayor consumo energético (después del residencial). Se estima que 67% de los hidrocarburos importados en la región son destinados a esa actividad. En 2013 se calcula que alrededor de 75 millones de barriles (diesel, gasolinas, combustibles de aviación y muy poco GLP) fueron aplicados al transporte, con las siguientes participaciones: Guatemala 21%; Costa Rica y Panamá 20% cada uno; Honduras 28%; El Salvador 13% y Nicaragua 8%.

Se conoce relativamente poco sobre el sector transporte de Centroamérica, de su influencia a través de las fuentes móviles en los consumos de energía y su impacto ambiental. Esta situación no es exclusiva de la región; se encuentra en la mayor parte de los países en vías de desarrollo. Las instituciones involucradas generalmente no disponen de información sistematizada y validada sobre los consumos en el sector transporte y su relación con el parque automotor que permitan planificar por anticipado acciones estratégicas sobre la configuración del parque automotor, y proponer medidas relacionadas con la regulación de importaciones de vehículos que promuevan la penetración de tecnologías más eficientes, así como programas de movilidad sustentable que mitiguen esos impactos sobre el transporte de pasajeros y carga, así como sobre el ambiente a través de emisiones locales, regionales y globales.

La precariedad de la información de base y la fragmentaria disponibilidad de datos obviamente relativiza parte de las conclusiones y sugiere la necesidad de realizar estudios profundos, que deberían ser coordinados por la Autoridad de Transporte (rol que en la actualidad ejercen parcialmente los ministerios de transporte), concertados con los ministerios de energía y del ambiente de cada país, con el fin de proponer a los gobiernos de la región acciones que reorienten el estado de situación actual, caracterizado por el *laissez faire*. Al respecto, parece oportuno retomar el concepto de desarrollo sustentable y la intervención de los gobiernos para fomentar el crecimiento económico, la equidad social y la protección ambiental, sin que ninguno de esos ejes se promueva a costa de algún otro.

Sin negar los importantes impactos del sector transporte en el uso de combustibles fósiles y en la producción de GEI, desde hace varios años la problemática del transporte ha comenzado a abordarse dentro de los criterios del desarrollo sustentable y la calidad de vida de la población. Las aglomeraciones urbanas, que forman parte del proceso de desarrollo y su continua expansión son causantes de demandas crecientes de infraestructura y servicios públicos como el agua y saneamiento, la energía y el transporte (de personas y de carga) y la atención de necesidades básicas de vivienda, educación y salud. Para el caso específico del transporte, surge el concepto de movilidad, el cual se refiere a la disponibilidad de una adecuada infraestructura que permita transportar a personas y bienes de modo digno, oportuno, confiable y económico. Sobre esa óptica, la movilidad es considerada un aspecto relevante, en especial para los países en desarrollo por los beneficios redistributivos implícitos. Su implementación requiere un enfoque multisectorial y transversal. La energía es uno de los insumos básicos de la movilidad, pero no necesariamente es el más importante. La infraestructura asociada al transporte es considerada fundamental para el desarrollo económico de un área.

Bajo la perspectiva de la movilidad, los países centroamericanos han venido modernizando los sistemas de transporte público. Destacan los trenes subterráneos (metros) en Panamá (primera línea inaugurada en 2014 y segunda en fase de licitación), así como los primeros sistemas de *buses* rápidos (BRT) en varias ciudades capitales centroamericanas: Guatemala (2007), Panamá (2011) y San Salvador (2015) y Tegucigalpa (próximo a inaugurarse, en 2015), y la reincorporación del ferrocarril para interconectar las zonas metropolitanas en Costa Rica. Para comparar la región centroamericana en un contexto más amplio, el recuadro 7 resume los principales avances en el transporte público que se reportan a nivel de América Latina.

**RECUADRO 7**  
**EL TRANSPORTE PÚBLICO EN AMÉRICA LATINA. AVANCES Y LECCIONES APRENDIDAS**

La región en referencia ha experimentado un fuerte crecimiento poblacional en las últimas décadas, asociado a un proceso de urbanización intenso y descontrolado. Entre 1995 y 2009, la población total de la región aumentó de 472 millones a 575 millones de habitantes, lo cual representa un incremento de 103 millones de habitantes (CEPAL, 2008). Este incremento poblacional influye en el nivel de la calidad de vida en las ciudades donde existe una fuerte presión por oferta de servicios públicos que no puede ser cubierta con los presupuestos actuales.

América Latina ha experimentado un acelerado proceso de cambios en las últimas décadas. Pequeñas ciudades se han convertido en metrópolis y urbes más grandes han pasado a ser megalópolis. En menos de 15 años, la población total de la región ascendió en más de 100 millones de personas (CEPAL). Sin embargo, los servicios públicos y los presupuestos para el mantenimiento y desarrollo de infraestructura no siempre han acompañado ese crecimiento, sino que han quedado rezagados en detrimento de la calidad de vida de los ciudadanos. El fuerte aumento de las principales urbes ha tenido un impacto importante en los sistemas viales, la congestión vehicular, el estado del transporte, los servicios públicos y los índices de accidentes.

La forma de ocupación de las grandes áreas urbanas, asociada al proceso desigual de ubicación de empleos y servicios públicos, genera un patrón caótico de circulación de personas y mercancías, que a su vez genera graves externalidades negativas como la contaminación del aire, los accidentes (con mayor afectación para motociclistas, ciclistas y peatones) y la congestión vial, que asume grandes proporciones en la mayor parte de las ciudades y grandes centros urbanos de la región en referencia.

Recientemente han surgido iniciativas encaminadas a construir ciudades sostenibles. Las ciudades reconocidas a nivel mundial (ninguna de la región) con los mayores avances por lo general han encaminado sus esfuerzos en los siguientes temas: a) la lucha contra la contaminación atmosférica; b) el tránsito y los niveles de congestión vial; c) las emisiones de gases de efecto invernadero; d) la gestión de los residuos, y e) el tratamiento de las aguas servidas. Un aspecto fundamental es la redistribución de los sistemas de transporte público para lograr que la mayor parte de los ciudadanos dispongan de transporte público en un radio de menos de 300 metros que incluye de forma complementaria al sistema vial un metro ligero junto con la expansión del sistema de vías para bicicleta y medidas de vialidad para el transporte de carga. Lo anterior en el marco de políticas de desarrollo urbano que fomentan la densificación.

Las propuestas sobre políticas sostenibles de transporte generalmente consideran los siguientes criterios: a) la mejora de la tecnología en vehículos, que conduzca a un aumento de su eficiencia energética; b) el cambio en el comportamiento del conductor, para utilizar menos combustible por kilómetro recorrido; c) la reducción de las distancias recorridas por vehículo, y d) el cambio en la tipología de los viajes, hacia modos de transporte más sostenibles. Por lo general, las recomendaciones de la eficiencia energética en el transporte se centran principalmente en los dos primeros criterios de esta lista, mientras que las carteras de políticas —efectivamente instrumentales a las necesidades de los países— deberían utilizar enfoques de tipo transectorial y multidimensional, como lo son la planificación del transporte público y del uso del suelo. El consumo de energía es uno de los factores determinantes del servicio de transporte; <sup>a</sup> sin embargo, y en especial bajo el marco de transporte y movilidad <sup>b</sup> sustentables, su importancia es en mayor medida con respecto a los impactos al ambiente y a la salida de las personas.

A pesar de la gran importancia del tema, no existe un estudio integral del transporte urbano en la región; solamente existen estudios aislados de algunas de ellas, lo cual dificulta una comparación entre estos sistemas, así como el análisis integrado del impacto del transporte urbano en la calidad de vida y la economía de los países de la región.

(continúa)

**RECUADRO 7 (Conclusión)**

Un estudio reciente aborda la evolución de la movilidad y su relación directa con los procesos de expansión y desarrollo urbano en 15 áreas metropolitanas de América Latina. <sup>c</sup> El estudio muestra como patrones comunes el desarrollo de la movilidad en un marco de fuertes cambios en las ciudades y sus áreas metropolitanas y procesos de expansión urbana descontrolada, asociadas a la debilidad o ausencia del Estado y a las enormes disparidades sociales, económicas y de influencia política entre los distintos grupos sociales. Las complejidades vinculadas con las externalidades del desarrollo urbano y el transporte se constituyen en los retos contemporáneos a superar para alcanzar una mejora en la competitividad de las ciudades y una reducción de la pobreza.

En todas las ciudades analizadas en el estudio referido se identifica una preferencia por las vías para el transporte colectivo, los peatones y los ciclistas, pero esa prioridad efectiva es todavía mínima (aplicada solamente al 1% y al 2% de la vialidad total), pero está en expansión. Como en otros estudios, se reconoce el caso exitoso de Curitiba (Brasil), con una gran red de vías preferenciales para los autobuses creada a partir de 1974, con gran aceptación de varios sistemas de prioridad para los autobuses (sistemas tipo BRT, *Bus Rapid Transit*), que posteriormente fue adoptado en Colombia (el Transmilenio de Bogotá en el año 2000), y posteriormente en siete ciudades de ese país, en la ciudad de México (2004) y en otras ciudades de América Latina, incluyendo cuatro ciudades capitales de Centroamérica: Guatemala (2008), Panamá (2011), San Salvador (2014) y Tegucigalpa (entrará a operar en el segundo semestre de 2015).

Fuente: CEPAL, elaboración propia.

<sup>a</sup> Por otra parte, en los últimos años el consumo final de energía en el transporte en América Latina sumó más de 1.500 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep, 2011), representando un 35% del total en 2011 (Kreuzer, 2014).

<sup>b</sup> La movilidad describe el movimiento espacial de materiales, personas e información, y se construye socialmente. Aspectos constitutivos de la movilidad son también la infraestructura física y características de los servicios facilitadores de la movilidad. La movilidad se mide en términos de la distancia cubierta y el volumen transportado. En el caso de la movilidad de personas, se mide en pasajero/km, y para la movilidad de mercancía y materiales, en tonelada/km. Sin embargo, en el contexto de la eficiencia energética, estas medidas quedan cortas, ya que no incluyen la porción de "movilidad improductiva", que es equivalente a la capacidad no utilizada de un servicio de transporte (Kreuzer, 2014).

<sup>c</sup> El estudio "Desarrollo urbano y movilidad en América Latina" (CAF, 2011). El informe resume la evolución de la movilidad y el desarrollo urbano para 15 áreas metropolitanas de América Latina: Buenos Aires (Argentina); Belo Horizonte, Curitiba, Porto Alegre, Río de Janeiro y São Paulo (Brasil), Santiago (Chile), Bogotá (Colombia), San José (Costa Rica), Ciudad de México, Guadalajara y León (México), Lima (Perú), Montevideo (Uruguay) y Caracas (República Bolivariana de Venezuela). Esas ciudades, en conjunto, tienen una población total de 107 millones de personas. Hay 27 millones de vehículos de uso individual y 230.000 vehículos de transporte colectivo. Se registran 214 millones de viajes por día (2009). En muchas de las ciudades, la movilidad es de baja calidad, con sistemas de transporte colectivo deficientes, congestión, contaminación del aire y altos niveles de accidentes de tránsito.

## VI. CONCLUSIONES

1) Tanto a nivel de la oferta primaria, como del consumo final, los combustibles fósiles, en especial el petróleo y sus derivados, continúan siendo las principales fuentes de energía para los países centroamericanos. Al no poseer reservas ni producción significativa de hidrocarburos, esa situación configura un panorama de dependencia energética externa y alta vulnerabilidad a los choques petroleros. Por ello, el escenario de alza y volatilidad del precio del petróleo observado durante el período de análisis en este estudio (2003-2013) fue el evento externo que mayor impacto negativo tuvo en los sectores de energía de los países centroamericanos, con afectación directa en la inflación y en los costos y precios del transporte, gas licuado de petróleo, y en general en todas las actividades económicas de los países. Las alzas en los costos del transporte, energía eléctrica e insumos, como fertilizantes, afectaron el desempeño de la industria manufacturera, la agricultura y la construcción y repercutieron en los presupuestos de las familias; en especial, las de menores ingresos.

2) En el período 2003-2013, las economías de la región crecieron a una tasa promedio anual de 4,5%, cifra que tiene una significativa correlación con el crecimiento en los consumos de derivados del petróleo (2,7%) y de electricidad (3,9%). Por cada punto porcentual de expansión de la economía regional, las demandas de electricidad y de hidrocarburos aumentaron 9 y 6 décimos porcentuales, respectivamente, elasticidad que es menor que la registrada en los períodos anteriores. En buena medida, es una respuesta al incremento de precios que tuvieron los energéticos, que fue más significativo en los derivados del petróleo que en la electricidad (cuyos precios fueron atenuados por los subsidios en casi todos los países).

3) Existen diferencias en cuanto al nivel de vulnerabilidad de las economías nacionales ante las alzas en los precios del petróleo y sus derivados. Desde diferentes perspectivas, se constata que Nicaragua y Honduras han sido los países más afectados por la crisis de altos precios del petróleo; El Salvador y Guatemala se sitúan en lugar intermedio, en tanto que Costa Rica y Panamá han registrado menor vulnerabilidad.

4) La situación de altos precios del petróleo posibilitó un amplio diálogo (tanto al interior de los países, como en el nivel regional) sobre la necesidad de reducir la dependencia petrolera y la importancia de diversificar la oferta energética y promover una mayor utilización de las fuentes renovables de energía y los recursos autóctonos de los países. De igual forma, generó una alta sensibilización para el uso racional y eficiente de los recursos. En cuanto a las acciones tomadas, destacan la aprobación de leyes de incentivos a las energías renovables (en la mayor parte de países) y la eficiencia energética, así como las licitaciones para la compra de energía eléctrica a partir de nuevos proyectos a base de energías renovables, incluyendo las llamadas “no convencionales o interrumpibles” (eólica y solar) y la generación renovable distribuida. Resaltan también las iniciativas para modernizar el transporte en las ciudades capitales, así como las discusiones para diversificar la matriz energética y promover la introducción de combustibles menos contaminantes, como el gas natural.

5) En diferente medida, los países acentuaron las políticas de subsidios, que permitieron frenar o amortiguar los precios de servicios básicos como son el transporte y la electricidad. En algunos casos dieron marcha atrás a algunos procesos de reforma de las industrias de electricidad e hidrocarburos y reiniciaron o fortalecieron la participación estatal en algunas actividades de las cadenas energéticas.

6) Las energías tradicionales (leña en su mayor parte) tuvieron una pequeña reducción en su participación en el consumo final (de 41% en 2003 a 38% en 2013) y continúan siendo la segunda fuente

energética de mayor utilización, con una mayor presencia en los tres países que registran menor desarrollo y mayor porcentaje de población viviendo en áreas rurales (Guatemala, Honduras y Nicaragua). En su mayor parte se trata de leña utilizada en los hogares para cocción de alimentos en las áreas rurales y semiurbanas; sin embargo, una fracción de esa biomasa es utilizada en industrias artesanales. La preferencia por la leña tiene que ver con aspectos culturales, la abundancia de ese recurso (salvo en zonas específicas con *stress* forestal), el ingreso de las familias y la disponibilidad y precio de los combustibles modernos y tecnologías sustitutas. Por razones de economía y de disponibilidad de redes (en las zonas rurales), ni la electricidad ni los derivados del petróleo han sido una opción viable para sustituir a la leña. Las tecnologías de estufas limpias y eficientes constituyen la mejor opción para promover el uso sostenible de la leña y minimizar los impactos negativos en la salud de las familias, en especial de las mujeres.

7) Las energías modernas (combustibles fósiles y electricidad) incrementaron en 4% su participación en el consumo final (de 58% en 2003 a 62% en 2013), lo cual es congruente con la reducción en las energías tradicionales. Aun cuando la región registró un mayor uso de energías renovables en la producción de electricidad, el uso de combustibles fósiles ha continuado en aumento, representando el 50% del uso final de la energía en 2013 (frente al 47% registrado en 2003). El transporte continúa siendo la actividad mayor demandante de derivados del petróleo. El crecimiento promedio anual registrado en el consumo de energías modernas puede considerarse moderado (3,9% en los combustibles fósiles y 3,5% en la electricidad), pero existen diferencias a nivel de los países.

8) Tres tendencias resaltan en el uso de las energías modernas, ambas ligadas a la industria eléctrica: a) las energías renovables revirtieron, a partir de 2003, la tendencia decreciente que se observaba desde la década de los noventa, alcanzando el 63,6% en 2013 (frente a 57,7% en 2003); b) en algunos países el carbón ha emergido como combustible de transición (utilizado principalmente en la producción de energía eléctrica y en menor medida en las industrias textil y de cemento en tres países); en 2013 el 5,3% de la producción de electricidad fue producida por carbón (*versus* 2,9% en 2003), y c) los derivados del petróleo (búnker y diesel) han reducido su participación, pero siguen siendo muy significativos; en 2013 el 30,8% de la electricidad fue producida por esas fuentes (*versus* 39,5% en 2003). Los esfuerzos regionales para la introducción de gas natural podrían cristalizarse a partir de la siguiente década; sin embargo, a partir de 2018 podrían entrar a operar los primeros proyectos termoeléctricos nacionales con gas natural (en El Salvador y Panamá).

9) A nivel regional fue muy importante la aprobación de la “Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020” (a fines de 2007) y la finalización de Sistema de la Interconexión Eléctrica Centroamericana (SIEPAC, a finales de 2014). La primera es un esfuerzo de armonización de políticas energéticas para avanzar como región por la senda del desarrollo energético sostenible y el segundo es un proyecto multinacional, cuyo objetivo es la formación de un mercado eléctrico regional. Ha habido pequeños avances en materia de armonización de las especificaciones de los productos derivados de petróleo, así como las discusiones para impulsar proyectos de refinación regional, pero estos procesos no han tenido continuidad, posiblemente por la poca injerencia directa que los estados tienen en las actividades empresariales relacionadas con los hidrocarburos (salvo los casos de Costa Rica y Nicaragua) y por las implicaciones geopolíticas que podría tener la conformación de un mercado regional de hidrocarburos.

10) Todos los países de la región tienen estrategias de desarrollo bajo en carbono. Regionalmente, el compromiso más importante fue la aprobación de la Estrategia 2020 que estableció objetivos y metas para reducir la dependencia de los hidrocarburos; aumentar la participación de las fuentes renovables; reducir la emisión de gases de efecto invernadero, e incrementar la eficiencia en la oferta y demanda de energía. A nivel nacional, destaca la carbono neutralidad anunciada por Costa Rica

en 2007 y con metas para el año 2021. También son importantes los compromisos contenidos en la Ley de Cambio Climático de Guatemala (2013) y los compromisos de reducción de emisiones (INDC) que serán presentados en la próxima Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (París, Francia (diciembre de 2015)).

## BIBLIOGRAFÍA

- Banco Mundial (2015), "World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet)", enero.
- \_\_\_\_\_ (2015), "World Development Indicators", enero (<http://wdi.worldbank.org/table/>).
- Bank Information Center (2014), "US Congress takes strides toward reparations for Chixoy Dam survivors", 22 de junio de 2014 (<http://www.bicusa.org/us-congress-takes-strides-toward-reparations-for-chixoy-dam-survivors/>).
- BID (Banco Interamericano de Desarrollo) (2014), *The Power Lost. Sizing Electricity Losses in Transmission and Distribution Systems in Latin America and the Caribbean*, Washington D. C.
- \_\_\_\_\_ Bloomberg, Climascopio (2013), "Nuevas fronteras para las inversiones en Energías de Bajas Emisiones de Carbono en América Latina y el Caribe", Washington, D. C.
- Bruce, N., L. Neufeld, Boy y C. West (1998), "Indoor biofuel air pollution and respiratory health: The role of confounding factor among women in Highland Guatemala", *International Journal of Epidemiology*.
- CAF (Corporación Andina de Fomento) (2011), "Desarrollo urbano y movilidad en América Latina", Caracas.
- CEAC (Consejo de Electrificación de América Central) (2010), *Plan indicativo regional de expansión de la generación 2010-2025*, Ciudad de Panamá.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2015), *Estadísticas de producción del subsector eléctrico* (LC/MEX/L.1184), México, junio.
- \_\_\_\_\_ (2014a), *Centroamérica y República Dominicana: Estadísticas de hidrocarburos, 2013* (LC/MEX/L.1172), México, diciembre.
- \_\_\_\_\_ (2014b), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2013* (LC/MEX/L.1171), México, diciembre.
- \_\_\_\_\_ (2014c), *Centroamérica: Estadísticas de producción del subsector eléctrico* (LC/MEX/L.1148), México, junio.
- \_\_\_\_\_ (2014d), *Los desafíos de la universalización de los servicios modernos de energía en los países del SICA. Los casos de Guatemala, Honduras y Nicaragua. (Versión preliminar, documento de trabajo)*, México, junio.
- \_\_\_\_\_ (2014e), *Energy Efficiency in Central America: Progress and Action towards the Fulfillment of the Goals of the Central American Sustainable Energy Strategy 2020* (LC/MEX/L.1154), México, agosto.
- \_\_\_\_\_ (2013), *Análisis del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica y Acciones para Impulsar Proyectos de Generación Nacional* (LC/MEX/L.1096), México, febrero.
- \_\_\_\_\_ (2012a), *Centroamérica: Impactos de los choques petroleros y eficiencia de los mercados de hidrocarburos*, (LC/MEX/L.1090), México, noviembre.
- \_\_\_\_\_ (2012b), *La Economía del Cambio Climático en Centroamérica. Síntesis 2012* (LC/MEX/L.1074), México.
- \_\_\_\_\_ (2011a), *Estudio sectorial regional sobre energía y cambio climático en Centroamérica* (LC/MEX/L.1048), México, diciembre.
- \_\_\_\_\_ (2011b), "Variabilidad climática y eventos extremos en Centroamérica: Reporte exploratorio", inédito, preparado para la Cumbre Presidencial del SICA y Foro Consultivo, 14 al 16 de diciembre 2012.
- \_\_\_\_\_ (2010), *Indicadores de políticas públicas en materia de eficiencia energética en América Latina y el Caribe* (LC/W. 322), Santiago de Chile, mayo.
- \_\_\_\_\_ (2009a), *Situación y perspectivas de la eficiencia energética en América Latina y el Caribe*, documento de trabajo, preparado con la colaboración del Ministerio de Desarrollo Económico de Alemania (BMZ) y la Agencia Alemana de Cooperación Técnica (GTZ), Santiago de Chile, septiembre, inédito.
- \_\_\_\_\_ (2009b), *La crisis de los precios del petróleo y su impacto en los países centroamericanos* (LC/MEX/L.908), México, junio.
- \_\_\_\_\_ (2007), *Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020* (LC/MEX/L.828), México.
- \_\_\_\_\_ (2008), *Anuario estadístico de América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile.
- \_\_\_\_\_ (2006), *Istmo Centroamericano: Diagnóstico de la industria petrolera* (LC/MEX/L.685/Rev.1), México, 25 de mayo.
- \_\_\_\_\_ (2004), *Perspectivas de un programa de biocombustibles en América Central* (LC/MEX/L.606), México, marzo.
- \_\_\_\_\_ (1998), *Gasoducto Regional México-Istmo Centroamericano* (LC/MEX/R.642), México, enero de 1998.
- \_\_\_\_\_ CEL (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa de El Salvador)/MARN (Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador), COSEFIN, CCAD/SICA, UKAID y DANIDA (2012), *La economía del cambio climático en Centroamérica: Dos casos de impactos potenciales en la generación de hidroelectricidad*, "Serie técnica 2012", (LC/MEX/L.1070), México.

- Congreso Nacional de la República de Honduras (2014), Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), Tegucigalpa, enero.
- CRIE (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica) (2002), “Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional” (RTMER), Ciudad de Guatemala.
- CRRH (Comité Regional de Recursos Hidráulicos del Sistema de Integración Centroamericana), (2014), XLII Foro del Clima de América Central, San Salvador, El Salvador, julio.
- Díaz, Rodolfo, “Uso racional y sostenible de la leña en los países del SICA”, OLADE, 15 de agosto de 2013.
- Dolezal, Adam y otros (2013), “The way forward for Renewable Energy in Central America, Worldwatch Institute, Washington, D. C.
- ECA (Economic Consulting Associates) y PSR (Mercados de Energía Consultoría), (2014) “Introducción del gas natural licuado en América Central”, informe preparado para el Banco Mundial, Londres, marzo.
- El Diario de Hoy (2014), El Salvador compra 23 por ciento de energía a Guatemala, Salvador, El Salvador, 22 de diciembre.
- ESMAP (Energy Sector Management Assistant Programme) (2011), “Integración Energética Regional: Retos Estructurales y Regulatorios”, Banco Mundial, Washington D. C., enero.
- Estudios Energéticos Consultores (2014), “Actualización de la estrategia de introducción del gas natural en Centroamérica”, informe preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Montevideo, junio.
- Farías, Lorena (2012), *El transporte público urbano bajo en carbono en América Latina* (LC/W.469), CEPAL, Santiago de Chile.
- Figueroa, Francisco (2008), “Diagnóstico Energético del Sector Transporte y Proyección del Consumo de Combustibles y Biocombustibles y Emisiones GEI en Centroamérica al año 2020”, CEPAL, documento de trabajo, octubre.
- Granados Solís, Alejandra (2012), “Carbono Neutralidad: Avances y Desafíos de cara al año 2021”, Decimonoveno Informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible, San José.
- INCLAM (Ingeniería del Agua) y Fundación Bariloche (FB) (2014), “Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación”, informe preparado para la Secretaría General del Sistema de la Integración Centroamericana (SGSICA), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Madrid, junio.
- Janssen, Jan (2010), “Evaluación del potencial de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) y producción de energía a partir de rellenos sanitarios y vertederos en ciudades de Costa Rica (LC/MEX/L.956), CEPAL, México.
- Jiménez, Raúl y otros (2014), “Sizing Electricity Losses in Transmission, and Distribution Systems in Latin America and the Caribbean”, BID, Washington, D. C.
- Kreuzer, Fabian y Gordon Wilmsmeier (2014), “Eficiencia energética y movilidad en América Latina y el Caribe. Una hoja de ruta para la sostenibilidad” (LC/W.602/Rev.1), CEPAL, Santiago de Chile.
- La Nación (2013), “Costa Rica: Hidroeléctrica supera prueba inicial”, San José, 21 de enero.
- \_\_\_\_\_ (2008), “Tormenta dañó hidroeléctrica vital para evitar apagones”, San José, 16 de junio.
- La Prensa (2014), “Tumarín iniciará con retraso en obras”, Managua, diciembre.
- Martin, Jean-Marie (1992), *Économie et Politique de l'énergie*, Éditions Armand Colin, París.
- Mayorga Jiménez, Gravin (2012), “Desarrollo de la energía geotérmica: caso de Costa Rica”, Power Point.
- MINAE (Ministerio de Ambiente y Energía) (2011), “VI Plan Nacional de Energía 2012-2030”, San José, diciembre.
- \_\_\_\_\_ (2008), “V Plan Nacional de Energía 2008-2021”, San José, marzo.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2015), “Sistema de Información Económica Energética (SIEE)”, Quito.
- \_\_\_\_\_ (2013), “Informe de Estadísticas Energéticas, 2013”.
- OMS (Organización Mundial de la Salud) (2002), “Reducing risks, promoting healthy life”, reporte.
- Pérez, Julio, (2014) “Perfil de programa regional del uso energético sostenible de la leña en los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA)”, Dirección de Energías Renovables Alternativas, Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua, agosto.
- Senate and House of Representatives of the United States of America (2014), “Consolidated Appropriations Act, 2014”, 15 de enero.
- Soto Zúñiga, Bernal (2014), “Las condiciones de sequía y estrategias de gestión en Costa Rica”, UN-Water Activity Information System (UNW-AIS) ([www.ais.unwater.org](http://www.ais.unwater.org)).
- Summa (*Revista Summa*) (2013), “Presidenta Chinchilla le pide a Barack Obama incluir cuota de gas natural dentro del CAFTA”, 3 de mayo, San José.

USEIA (United States of America Energy Information Administration) (2014), "International energy statistics, 2014"  
(<http://www.eia.gov/>).



**ANEXO: ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, 2000-2013**

**CUADRO A-1**  
**CENTROAMÉRICA: OFERTA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**  
*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Petróleo y derivados	Carbón	Hidroenergía	Geotermia	Leña	Caña de azúcar y derivados	Otras Primarias
2000	109 647	2 070	11 871	7 787	50 346	11 381	468
2003	102 242	3 050	10 656	11 372	57 066	10 672	923
2004	97 058	3 047	11 681	13 336	59 915	12 439	968
2005	98 394	3 581	12 325	8 803	61 472	11 631	1 216
2006	109 052	2 470	12 539	13 182	59 693	12 024	1 282
2007	123 178	2 688	12 816	14 646	56 465	13 889	1 738
2008	114 319	2 809	14 355	15 558	58 277	12 341	1 796
2009	122 735	2 021	13 018	16 859	56 407	17 088	1 768
2010	122 039	3 023	14 794	16 363	66 443	16 231	1 658
2011	123 960	4 165	14 264	16 097	68 938	19 986	2 081
2012	120 656	4 731	15 165	17 311	67 117	21 733	2 408
2013	115 399	5 186	16 022	17 540	70 127	25 071	2 636

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-2**  
**CENTROAMÉRICA: DEMANDA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**  
*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Derivados del petróleo	Electricidad	Carbón	Leña	Caña de azúcar y derivados	Carbón vegetal	Otras primarias
2000	58 455	13 563	984	49 565	5 674	483	212
2003	66 015	16 801	1 204	55 853	3 194	384	577
2004	68 664	17 659	901	58 658	3 751	369	555
2005	71 137	17 717	1 518	60 321	2 652	359	669
2006	74 007	18 952	309	59 164	2 855	384	782
2007	80 771	20 100	431	55 541	3 160	473	1 220
2008	77 249	20 598	531	57 382	2 824	580	1 038
2009	85 667	20 837	537	54 386	2 880	609	1 067
2010	86 231	21 604	544	65 050	2 907	648	917
2011	88 772	22 198	407	67 387	4 161	659	960
2012	94 095	22 956	414	66 299	4 573	673	1 075
2013	91 464	23 237	398	68 623	4 995	682	1 116

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-3**  
**COSTA RICA: OFERTA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**  
*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Petróleo y derivados	Carbón	Hidroenergía	Geotermia	Leña	Caña de azúcar y derivados	Otras primarias
2000	11 712	1	4 937	3 573	350	788	262
2003	16 093	353	4 520	4 888	324	705	673
2004	18 012	7	5 076	6 757	2 074	1 459	693
2005	17 411	303	5 020	2 633	1 765	1 161	1 108
2006	20 494	10	4 408	6 361	3 082	1 554	740
2007	22 194	109	4 544	6 067	3 414	1 744	1 325
2008	21 206	3	4 904	6 158	4 334	1 477	1 378
2009	19 260	19	4 786	6 863	2 741	1 794	1 522
2010	20 501	5	4 842	7 061	3 085	1 855	1 342
2011	18 185	39	4 524	7 414	2 956	1 483	1 381
2012	17 185	39	4 479	8 379	2 127	1 689	1 379
2013	18 011	15	4 598	8 379	2 103	1 905	1 420

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-4**  
**COSTA RICA: DEMANDA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**  
*(En miles de barriles de petróleo)*

Año	Derivados del petróleo	Electricidad	Carbón	Leña	Caña de azúcar y derivados	Carbón vegetal	Otras primarias
2000	11 530	3 565	1	350	779	30	111
2003	11 960	4 156	353	275	660	31	352
2004	13 568	4 342	7	2 054	1 443	5	326
2005	12 381	4 559	303	1 759	1 086	5	579
2006	14 211	4 839	10	3 052	1 486	8	419
2007	15 172	5 101	109	3 380	1 667	9	860
2008	15 651	5 213	3	4 292	1 400	0	926
2009	15 154	5 141	19	2 716	1 683	6	970
2010	15 397	5 310	5	3 056	1 694	7	822
2011	15 632	5 377	39	2 934	1 331	6	837
2012	16 011	5 585	39	2 102	1 504	6	788
2013	16 072	5 643	15	2 077	1 699	7	835

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-5**  
**EL SALVADOR: OFERTA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Petróleo y derivados	Carbón	Hidroenergía	Geotermia	Leña	Caña de azúcar y derivados	Otras primarias
2000	19 374	0	943	3 747	8 186	1 491	0
2003	20 646	0	1 130	4 906	8 369	1 625	0
2004	20 927	0	963	5 072	8 428	1 685	0
2005	20 621	0	1 291	4 882	8 664	1 732	0
2006	21 234	0	1 519	5 300	8 810	1 871	0
2007	22 623	0	1 347	6 421	5 434	1 750	18
2008	19 914	0	1 579	7 059	5 549	1 738	18
2009	20 619	0	1 166	7 082	3 656	1 914	0
2010	19 773	0	1 614	7 087	3 674	1 938	0
2011	19 599	0	1 555	6 650	3 694	1 761	0
2012	18 999	0	1 427	6 608	3 695	2 208	0
2013	14 497	0	1 383	706	3 718	2 457	0

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-6**  
**EL SALVADOR: DEMANDA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Derivados del petróleo	Electricidad	Carbón	Leña	Caña de azúcar y derivados	Carbón vegetal	Otras primarias
2000	10 071	2 284	0	8 011	426	126	0
2003	10 700	2 998	0	8 191	899	134	0
2004	11 202	3 045	0	8 248	933	140	0
2005	11 914	2 513	0	8 479	959	144	0
2006	11 877	2 657	0	8 622	975	147	0
2007	12 874	2 735	0	4 888	1 155	240	18
2008	11 790	2 814	0	5 038	1 154	245	18
2009	12 812	2 792	0	3 212	914	250	0
2010	12 851	2 803	0	3 228	925	251	0
2011	12 919	2 873	0	3 246	841	252	0
2012	13 838	2 952	0	3 247	1 055	252	0
2013	72	3 065	0	3 266	1 173	254	0

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-7**  
**GUATEMALA: OFERTA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Petróleo y derivados	Carbón	Hidroenergía	Geotermia	Leña	Caña de azúcar y derivados	Otras primarias
2000	27 449	1 086	1 652	126	23 317	6 041	135
2003	23 346	1 846	1 686	1 208	26 113	5 095	0
2004	22 229	2 146	1 974	1 203	26 606	5 214	0
2005	23 129	2 062	2 262	906	26 944	4 022	0
2006	24 399	2 161	2 558	1 011	26 792	3 981	147
2007	26 606	2 257	2 335	1 630	26 219	5 073	0
2008	23 940	2 277	2 846	1 823	26 634	4 374	0
2009	31 405	1 484	2 277	2 395	28 292	8 661	0
2010	28 188	2 479	2 981	1 679	37 914	7 950	0
2011	27 776	2 366	3 171	1 509	38 860	12 424	0
2012	27 975	2 508	3 453	1 522	37 811	13 045	0
2013	25 127	2 885	3 608	1 315	40 791	15 112	0

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-8**  
**GUATEMALA: DEMANDA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Derivados del petróleo	Electricidad	Carbón	Leña	Caña de azúcar y derivados	Carbón vegetal	Otras primarias
2000	16 540	2 366	0	23 190	2 296	144	57
2003	17 615	3 483	0	25 529	0	144	0
2004	18 335	3 671	0	26 007	0	148	0
2005	19 402	3 746	0	26 344	0	148	0
2006	19 762	4 244	0	26 792	0	157	19
2007	21 015	4 449	0	26 219	0	177	0
2008	19 105	4 446	0	26 634	0	289	0
2009	25 113	4 624	0	27 057	0	308	0
2010	24 397	4 825	0	37 253	0	317	0
2011	24 241	4 728	0	38 181	0	326	0
2012	24 236	4 796	0	37 811	0	334	0
2013	21 997	4 515	0	40 076	0	343	0

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-9**  
**HONDURAS: OFERTA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Petróleo y derivados	Carbón	Hidroenergía	Geotermia	Leña	Caña de azúcar y derivados	Otras primarias
2000	9 877	680	1 751	0	8 607	969	71
2003	13 649	851	1 347	0	9 037	1 578	250
2004	15 171	894	1 085	0	9 489	1 739	275
2005	15 134	1 216	1 118	0	9 964	2 305	108
2006	14 273	299	1 603	0	10 462	2 509	296
2007	17 974	322	2 091	0	10 985	2 927	296
2008	17 569	528	2 167	0	11 533	2 363	296
2009	15 933	518	2 154	0	11 736	2 358	0
2010	16 459	539	2 386	0	12 001	2 144	0
2011	18 636	564	2 147	0	13 686	1 916	323
2012	18 618	555	2 158	0	13 952	1 979	554
2013	18 776	563	2 122	0	14 226	2 041	512

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-10**  
**HONDURAS: DEMANDA POR FUENTE 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Derivados del petróleo	Electricidad	Carbón	Leña	Caña de azúcar y derivados	Carbón vegetal	Otras primarias
2000	7 645	1 996	680	8 607	968	0	45
2003	10 141	2 365	851	9 037	989	0	225
2004	10 188	2 476	894	9 489	638	0	229
2005	10 051	2 584	1 216	9 964	40	0	90
2006	10 815	2 745	299	10 462	40	0	245
2007	12 320	3 039	322	10 985	0	0	243
2008	11 775	3 202	528	11 533	0	0	0
2009	11 724	3 120	518	11 736	0	0	0
2010	11 620	3 160	539	12 001	0	0	0
2011	12 620	3 376	367	13 675	1 607	2	27
2012	14 879	3 289	374	13 942	1 637	2	27
2013	14 260	3 380	382	14 216	1 674	3	28

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-11**  
**NICARAGUA: OFERTA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Petróleo y derivados	Carbón	Hidroenergía	Geotermia	Leña	Caña de azúcar y derivados	Otras primarias
2000	14 359	0	155	340	7 037	1 716	0
2003	14 871	0	223	368	9 023	965	0
2004	15 387	0	241	303	9 333	1 616	0
2005	14 375	0	323	383	10 362	1 707	0
2006	15 170	0	230	510	6 985	1 383	99
2007	15 993	0	228	528	7 064	1 664	99
2008	14 377	0	398	518	7 090	1 700	104
2009	15 648	0	221	519	7 058	1 736	246
2010	15 273	0	373	536	7 057	1 682	316
2011	15 958	0	328	524	7 242	1 639	378
2012	13 932	0	308	802	7 244	2 008	474
2013	14 943	0	320	1 139	7 215	2 627	608

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-12**  
**NICARAGUA: DEMANDA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Derivados del petróleo	Electricidad	Carbón	Leña	Caña de azúcar y derivados	Carbón vegetal	Otras primarias
2000	4 989	998	0	6 623	929	153	0
2003	5 271	1 098	0	8 691	147	52	0
2004	5 472	1 240	0	8 944	256	53	0
2005	5 395	1 322	0	10 073	254	39	0
2006	5 555	1 385	0	6 746	0	50	99
2007	6 246	1 442	0	6 793	1	23	101
2008	5 583	1 532	0	6 822	0	23	94
2009	5 560	1 562	0	6 815	1	22	97
2010	5 711	1 637	0	6 875	1	49	96
2011	5 966	1 748	0	6 929	1	49	97
2012	6 294	1 885	0	6 987	0	53	260
2013	6 482	1 981	0	6 992	51	51	253

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-13**  
**PANAMÁ: OFERTA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Petróleo y derivados	Carbón	Hydroenergía	Geotermia	Leña	Caña de azúcar y derivados	Otras primarias
2000	26 876	303	2 433	0	2 848	375	0
2003	13 638	0	1 750	0	4 199	705	0
2004	5 332	0	2 343	0	3 986	727	0
2005	7 725	0	2 310	0	3 774	705	0
2006	13 482	0	2 220	0	3 562	727	0
2007	17 788	0	2 271	0	3 350	729	0
2008	17 314	0	2 462	0	3 136	689	0
2009	19 870	0	2 416	0	2 924	625	0
2010	21 844	0	2 599	0	2 712	663	0
2011	23 807	1 196	2 539	0	2 500	763	0
2012	23 947	1 628	3 340	0	2 287	803	0
2013	24 045	1 723	3 992	0	2 075	929	96

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-14**  
**PANAMÁ: DEMANDA DE ENERGÍA POR FUENTE, 2000-2013**

*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

Año	Derivados del petróleo	Electricidad	Carbón	Leña	Caña de azúcar y derivados	Carbón vegetal	Otras primarias
2000	7 680	2 355	303	2 783	277	30	0
2003	10 328	2 701	0	4 130	499	22	0
2004	9 899	2 885	0	3 916	481	22	0
2005	11 994	2 993	0	3 703	313	23	0
2006	11 787	3 081	0	3 490	355	23	0
2007	13 145	3 333	0	3 277	338	23	0
2008	13 345	3 391	0	3 063	269	24	0
2009	15 304	3 597	0	2 850	282	24	0
2010	16 256	3 868	0	2 636	287	24	0
2011	17 393	4 095	0	2 423	381	25	0
2012	18 836	4 448	0	2 210	377	25	0
2013	19 582	4 654	0	1 996	398	25	0

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-15**  
**PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB), 2000-2013**  
*(En millones de dólares a precios de 2005)*

	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total región	82 407,6	89 606,3	93 452,4	97 965,0	104 213,3	111 601,4	116 023,9	115 757,7	120 113,1	126 481,8	132 815,8	138 542,9
Belize	856,7	1 034,0	1 082,0	1 114,2	1 166,5	1 180,7	1 226,1	1 229,7	1 267,7	1 294,3	1 346,2	1 355,7
Costa Rica	16 341,0	18 084,7	18 855,0	19 964,9	21 717,8	23 441,1	24 081,5	23 836,9	25 017,8	26 146,2	27 488,5	28 449,8
El Salvador	15 219,1	16 205,8	16 505,7	17 093,8	17 762,5	18 444,5	18 679,6	18 094,3	18 341,3	18 747,9	19 100,5	19 420,6
Guatemala	23 442,1	25 546,9	26 352,1	27 211,2	28 675,1	30 482,8	31 483,0	31 648,6	32 556,8	33 911,8	34 918,9	36 206,9
Honduras	7 772,5	8 660,6	9 200,4	9 757,0	10 397,8	11 041,2	11 508,5	11 228,6	11 647,6	12 094,3	12 561,6	12 883,6
Nicaragua	5 412,2	5 756,0	6 061,7	6 321,3	6 583,8	6 931,9	7 129,6	6 932,9	7 161,8	7 569,5	7 944,4	8 310,4
Panamá	13 364,1	14 318,3	15 395,3	16 502,4	17 909,7	20 079,1	21 915,7	22 786,7	24 120,1	26 717,9	29 455,7	31 915,9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

**CUADRO A-16**  
**OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA, 2000-2013**  
*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total región	193 569,9	195 979,7	198 443,4	197 422,0	210 242,7	225 419,3	219 454,4	229 895,8	240 550,8	249 492,4	249 120,6	251 980,0
Costa Rica	21 623,6	27 555,9	34 076,7	29 400,0	36 649,2	39 396,3	39 459,3	36 983,7	38 691,6	35 982,6	35 278,0	36 432,0
El Salvador	33 741,8	36 675,1	37 074,0	37 188,9	38 733,5	37 592,4	35 856,4	34 436,7	34 085,5	33 259,0	32 937,2	28 759,0
Guatemala	59 806,7	59 294,0	59 371,3	59 325,1	61 048,8	64 119,8	61 894,0	74 513,7	81 190,9	86 106,0	86 314,2	88 838,0
Honduras	21 954,8	26 711,4	28 653,8	29 843,9	29 441,8	34 595,3	34 457,0	32 699,7	33 529,1	37 271,9	37 816,5	38 239,0
Nicaragua	23 608,0	25 450,4	26 879,9	27 150,5	24 377,7	25 576,8	24 186,7	25 427,0	25 236,1	26 068,3	24 768,8	26 853,0
Panamá	32 835,0	20 292,9	12 387,8	14 513,5	19 991,6	24 138,7	23 601,0	25 835,1	27 817,5	30 804,6	32 005,9	32 859,0

Fuente: SIEE de OLADE.

**CUADRO A-17**  
**CENTROAMÉRICA: CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO, 2000-2013**  
*(En miles de barriles de petróleo equivalente)*

	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total región	65 936,1	73 655,4	78 648,3	77 238,9	80 026,5	86 865,5	85 845,2	89 190,9	90 852,4	94 007,9	94 903,5	96 118,7
Costa Rica	12 804,0	14 229,1	15 057,2	14 639,4	15 695,7	16 301,8	16 389,7	16 206,4	16 338,5	16 665,6	17 294,8	17 285,5
El Salvador	11 670,3	12 835,2	13 164,5	13 174,4	13 078,8	14 223,6	13 050,7	13 875,2	14 030,7	14 328,0	12 514,4	13 603,5
Guatemala	17 852,8	19 331,2	20 404,4	21 509,1	21 982,0	23 958,8	22 868,8	24 473,2	23 780,0	24 491,0	24 648,7	23 883,8
Honduras	8 175,6	9 577,8	10 875,0	9 794,4	11 345,8	12 449,6	12 427,0	12 176,9	13 073,1	12 906,7	13 323,4	13 433,0
Nicaragua	5 372,3	6 359,6	7 408,4	6 541,5	5 850,0	6 987,7	6 562,5	6 296,3	6 624,3	6 904,6	7 298,0	7 452,2
Panamá	10 061,1	11 322,5	11 738,8	11 580,1	12 074,2	12 944,0	14 546,5	16 162,9	17 005,8	18 712,0	19 824,2	20 460,7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. Cifra de Belice de 2000 estimada.

**CUADRO A-18**  
**CENTROAMÉRICA: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2000-2013**  
*(En gigavatios hora, GWh)*

	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total región	26 882,1	31 485,5	33 145,0	34 503,5	36 498,2	38 429,8	39 435,8	39 678,5	41 307,6	43 072,6	44 986,4	46 345,5
Belice	230,0	347,8	377,9	403,8	417,7	438,7	463,6	472,8	483,3	492,8	528,2	551,0
Costa Rica	6 388,8	7 433,4	7 738,7	8 157,8	8 641,6	9 146,7	9 346,9	9 249,8	9 526,8	9 721,5	10 087,9	10 177,8
El Salvador	4 086,2	4 812,5	5 061,9	5 177,7	5 470,3	5 613,5	5 810,2	5 703,9	5 859,7	5 991,5	6 073,7	6 250,7
Guatemala	5 229,7	6 173,2	6 575,7	6 908,3	7 354,5	7 816,6	7 832,4	7 921,9	8 137,5	8 478,8	8 733,8	8 949,4
Honduras	4 014,2	4 943,4	5 300,1	5 550,9	6 016,4	6 322,0	6 580,0	6 546,4	6 730,7	7 167,8	7 577,2	7 933,4
Nicaragua	2 210,2	2 551,8	2 648,9	2 752,6	2 882,0	2 926,7	3 064,2	3 110,1	3 287,9	3 453,6	3 642,8	3 780,4
Panamá	4 723,0	5 223,4	5 441,8	5 552,4	5 715,7	6 165,6	6 338,5	6 673,6	7 281,7	7 766,6	8 342,8	8 702,9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. Cifra de Belice de 2000 estimada.

**CUADRO A-19**  
**INTENSIDAD ENERGÉTICA (CON BASE EN LA OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA), 2000-2013**  
*(En barriles de petróleo equivalente por miles de dólares de PIB, bep/miles de dólares)*

	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total región	2,37	2,21	2,15	2,04	2,04	2,04	1,91	2,01	2,02	1,99	1,89	1,84
Costa Rica	1,32	1,52	1,81	1,47	1,69	1,68	1,64	1,55	1,55	1,38	1,28	1,28
El Salvador	2,22	2,26	2,25	2,18	2,18	2,04	1,92	1,90	1,86	1,77	1,72	1,48
Guatemala	2,55	2,32	2,25	2,18	2,13	2,10	1,97	2,35	2,49	2,54	2,47	2,45
Honduras	2,82	3,08	3,11	3,06	2,83	3,13	2,99	2,91	2,88	3,08	3,01	2,97
Nicaragua	4,36	4,42	4,43	4,30	3,70	3,69	3,39	3,67	3,52	3,44	3,12	3,23
Panamá	2,46	1,42	0,80	0,88	1,12	1,20	1,08	1,13	1,15	1,15	1,09	1,03

Fuente: CEPAL, OLADE y estimaciones propias.

**CUADRO A-20**  
**CENTROAMÉRICA: INTENSIDAD PETROLERA (CON BASE EN EL CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO), 2000-2013**  
*(En barriles equivalentes de petróleo por miles de dólares de PIB, bep/miles de dólares)*

	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total región	0,81	0,83	0,85	0,80	0,78	0,79	0,75	0,78	0,76	0,75	0,72	0,70
Costa Rica	0,78	0,79	0,80	0,73	0,72	0,70	0,68	0,68	0,65	0,64	0,63	0,61
El Salvador	0,77	0,79	0,80	0,77	0,74	0,77	0,70	0,77	0,76	0,76	0,66	0,70
Guatemala	0,76	0,76	0,77	0,79	0,77	0,79	0,73	0,77	0,73	0,72	0,71	0,66
Honduras	1,05	1,11	1,18	1,00	1,09	1,13	1,08	1,08	1,12	1,07	1,06	1,04
Nicaragua	0,99	1,10	1,22	1,03	0,89	1,01	0,92	0,91	0,92	0,91	0,92	0,90
Panamá	0,75	0,79	0,76	0,70	0,67	0,64	0,66	0,71	0,71	0,70	0,67	0,64

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: No incluyen derivados utilizados en la producción de electricidad. No se incluye Belice.

**CUADRO A-21**  
**CENTROAMÉRICA: INTENSIDAD ELÉCTRICA (CON BASE EN EL CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD), 2000-2013**  
*(En megavatios-hora por miles de dólares de PIB, MWh/miles de US\$)*

	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total región	0,33	0,35	0,35	0,35	0,35	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,33
Belice	0,27	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,38	0,38	0,38	0,39	0,41
Costa Rica	0,39	0,41	0,41	0,41	0,40	0,39	0,39	0,39	0,38	0,37	0,37	0,36
El Salvador	0,27	0,30	0,31	0,30	0,31	0,30	0,31	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Guatemala	0,22	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Honduras	0,52	0,57	0,58	0,57	0,58	0,57	0,57	0,58	0,58	0,59	0,60	0,62
Nicaragua	0,41	0,44	0,44	0,44	0,44	0,42	0,43	0,45	0,46	0,46	0,46	0,45
Panamá	0,35	0,36	0,35	0,34	0,32	0,31	0,29	0,29	0,30	0,29	0,28	0,27

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. Cifra de Belice de 2000 estimada.

**CUADRO A-22**  
**CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA, 1990-2014**  
*(En MW)*

	1990	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Centroamérica	4 129	7 258	8 289	8 757	9 134	9 329	9 669	10 271	10 736	11 237	11 911	12 448	12 878	13 667
Costa Rica	889	1 699	1 939	1 961	1 961	2 096	2 182	2 447	2 501	2 605	2 650	2 723	2 731	2 885
El Salvador	650	1 114	1 197	1 198	1 232	1 313	1 437	1 441	1 490	1 481	1 504	1 492	1 584	1 584
Guatemala	811	1 670	1 844	1 999	2 089	2 039	2 154	2 257	2 370	2 475	2 589	2 790	2 968	3 134
Honduras	533	920	1 052	1 280	1 527	1 548	1 568	1 623	1 636	1 642	1 781	1 783	1 806	1 940
Nicaragua	363	633	686	743	758	751	819	880	969	1 060	1 094	1 267	1 272	1 312
Panamá	883	1 222	1 571	1 577	1 568	1 582	1 509	1 624	1 771	1 974	2 295	2 393	2 516	2 813

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Cifras preliminares para 2014.

**CUADRO A-23**  
**CENTROAMÉRICA: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1990-2014**  
*(En GWh)*

	1990	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Total	14 175	26 955	31 307	32 960	34 504	36 380	38 229	39 145	39 545	40 668	42 292	44 282	45 808	46 755
Fósiles	1 262	8 634	13 244	13 246	13 525	14 318	15 657	14 427	15 449	14 268	16 003	15 651	16 666	17 023
Petróleo	1 262	8 075	12 352	12 216	12 547	13 308	14 619	13 373	14 726	13 185	14 347	13 712	14 253	14 417
Carbón	0	558	892	1 030	979	1 011	1 038	1 055	723	1 082	1 656	1 939	2 413	2 606
FRE	12 913	18 322	18 063	19 715	20 979	22 062	22 572	24 718	24 096	26 400	26 289	28 631	29 142	29 732
Hidro	12 166	15 418	14 530	16 062	17 050	17 791	17 750	19 828	18 661	20 974	20 626	22 144	21 671	21 310
Geotermia	748	1 999	2 502	2 504	2 462	2 636	2 976	3 113	3 149	3 131	3 188	3 542	3 779	3 819
Cogeneración	0	722	801	888	1 251	1 356	1 602	1 577	1 849	1 776	1 717	1 730	2 306	2 486
Viento	0	183	230	255	204	274	241	198	436	519	738	1 191	1 351	2 078
Otros	0	0	0	5	12	7	4	1	1	0	20	23	34	38

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Cifras preliminares para 2014.

**CUADRO A-24**  
**CENTROMÉRICA: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN POR FUENTE, 1990-2014**  
*(En porcentajes)*

	1990	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Centroamérica</b>														
<b>Fósiles</b>	<b>8,90</b>	<b>32,03</b>	<b>42,30</b>	<b>40,19</b>	<b>39,20</b>	<b>39,36</b>	<b>40,95</b>	<b>36,86</b>	<b>39,07</b>	<b>35,08</b>	<b>37,84</b>	<b>35,34</b>	<b>36,38</b>	<b>36,41</b>
Petróleo	8,90	29,96	39,45	37,06	36,36	36,58	38,24	34,16	37,24	32,42	33,92	30,97	31,12	30,83
Carbón	0,00	2,07	2,85	3,12	2,84	2,78	2,71	2,69	1,83	2,66	3,92	4,38	5,27	5,57
<b>FRE</b>	<b>91,10</b>	<b>67,97</b>	<b>57,70</b>	<b>59,81</b>	<b>60,80</b>	<b>60,64</b>	<b>59,04</b>	<b>63,15</b>	<b>60,93</b>	<b>64,92</b>	<b>62,16</b>	<b>64,66</b>	<b>63,62</b>	<b>63,59</b>
Hidro	85,83	57,20	46,41	48,73	49,42	48,90	46,43	50,65	47,19	51,57	48,77	50,01	47,31	45,58
Geotermia	5,27	7,42	7,99	7,60	7,13	7,24	7,78	7,95	7,96	7,70	7,54	8,00	8,25	8,17
Cogeneración	0,00	2,68	2,56	2,69	3,63	3,73	4,19	4,03	4,68	4,37	4,06	3,91	5,03	5,32
Viento	0,00	0,68	0,73	0,77	0,59	0,75	0,63	0,51	1,10	1,28	1,74	2,69	2,95	4,45
Otros	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,07	0,08
<b>Costa Rica</b>														
<b>Fósiles</b>	<b>1,28</b>	<b>0,90</b>	<b>2,06</b>	<b>0,81</b>	<b>3,29</b>	<b>6,19</b>	<b>8,03</b>	<b>7,19</b>	<b>4,89</b>	<b>6,75</b>	<b>8,85</b>	<b>8,24</b>	<b>11,80</b>	<b>10,31</b>
Petróleo	1,28	0,90	2,06	0,81	3,29	6,19	8,03	7,19	4,89	6,75	8,85	8,24	11,80	10,31
Carbón	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FRE</b>	<b>98,71</b>	<b>99,10</b>	<b>97,94</b>	<b>99,19</b>	<b>96,71</b>	<b>93,81</b>	<b>91,97</b>	<b>92,81</b>	<b>95,11</b>	<b>93,25</b>	<b>91,15</b>	<b>91,76</b>	<b>88,20</b>	<b>89,69</b>
Hidro	98,71	82,55	80,09	81,54	80,53	77,01	75,32	78,44	78,22	76,41	73,10	71,78	67,59	66,39
Geotermia	0,00	13,62	14,63	14,24	13,38	13,39	13,78	12,01	12,84	12,38	13,11	13,92	14,96	15,20
Cogeneración	0,00	0,28	0,15	0,15	0,15	0,14	0,14	0,24	0,52	0,69	0,69	0,81	0,85	0,83
Viento	0,00	2,65	3,06	3,20	2,50	3,19	2,68	2,11	3,53	3,77	4,25	5,24	4,78	7,26
Otros	0,00	0,00	0,00	0,06	0,15	0,08	0,05	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
<b>El Salvador</b>														
<b>Fósiles</b>	<b>6,40</b>	<b>42,43</b>	<b>43,90</b>	<b>47,09</b>	<b>42,87</b>	<b>41,13</b>	<b>42,57</b>	<b>36,57</b>	<b>43,25</b>	<b>34,40</b>	<b>36,36</b>	<b>40,54</b>	<b>40,49</b>	<b>40,91</b>
Petróleo	6,40	42,43	43,90	47,09	42,87	41,13	42,57	36,57	43,25	34,40	36,36	40,54	40,49	40,91
Carbón	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FRE</b>	<b>93,60</b>	<b>57,58</b>	<b>56,10</b>	<b>52,91</b>	<b>57,13</b>	<b>58,87</b>	<b>57,43</b>	<b>63,43</b>	<b>56,75</b>	<b>65,60</b>	<b>63,64</b>	<b>59,46</b>	<b>59,51</b>	<b>59,09</b>
Hidro	75,84	35,78	33,69	30,57	34,64	36,35	31,10	35,39	27,56	36,50	34,72	31,89	30,96	30,10
Geotermia	17,76	21,80	21,53	20,22	19,93	19,34	22,49	24,02	25,09	24,29	23,87	23,72	24,17	24,57
Cogeneración	0,00	0,00	0,88	2,12	2,56	3,18	3,84	4,02	4,10	4,81	4,73	3,47	3,83	3,95
Viento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,39	0,55	0,48

(continúa)

CUADRO A-24 (Continuación)

	1990	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Guatemala</b>														
<b>Fósiles</b>	7,67	41,39	54,81	50,63	47,42	43,53	47,22	40,19	46,82	36,75	35,81	34,61	31,36	30,38
Petróleo	7,67	32,15	41,24	35,91	33,87	29,94	34,16	26,93	38,32	23,67	22,50	20,39	13,73	13,07
Carbón	0,00	9,23	13,57	14,72	13,55	13,59	13,07	13,25	8,50	13,09	13,32	14,22	17,62	17,31
<b>FRE</b>	92,33	58,61	45,19	49,37	52,58	56,47	52,77	59,82	53,18	63,24	64,19	65,39	68,64	69,62
Hidro	92,33	44,21	33,28	37,95	40,55	43,69	37,86	45,37	36,27	47,60	50,26	50,96	49,95	49,32
Geotermia	0,00	3,34	2,97	2,77	2,01	1,92	2,93	3,44	3,51	3,28	2,91	2,82	2,29	2,52
Cogeneración	0,00	11,06	8,94	8,65	10,02	10,86	11,98	11,01	13,40	12,37	11,02	11,61	16,40	17,71
Viento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07
<b>Honduras</b>														
<b>Fósiles</b>	-0,22	39,48	61,77	70,57	67,41	63,95	63,32	62,19	54,41	52,06	56,51	55,93	58,54	59,45
Petróleo	-0,22	39,48	61,77	70,57	67,41	63,95	63,32	62,09	53,74	51,37	55,14	54,65	57,32	58,04
Carbón	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,67	0,69	1,37	1,28	1,23	1,41
<b>FRE</b>	100,2	60,52	38,22	29,43	32,59	36,05	36,68	37,81	45,59	47,94	43,49	44,07	41,46	40,55
Hidro	100,2	60,51	37,78	28,55	30,55	34,38	34,95	34,98	42,43	45,82	39,40	37,14	35,00	33,23
Geotermia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cogeneración	0,00	0,01	0,44	0,88	2,05	1,66	1,73	2,83	3,16	2,11	2,45	2,42	2,50	2,23
Viento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,64	4,51	3,96	5,09
<b>Nicaragua</b>														
<b>Fósiles</b>	38,85	82,91	73,91	74,82	66,49	71,09	72,10	65,13	70,12	63,72	66,92	59,79	49,64	48,03
Petróleo	38,85	82,91	73,91	74,82	66,49	71,09	72,10	65,13	70,12	63,72	66,92	59,79	49,64	48,03
Carbón	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FRE</b>	61,15	17,10	26,09	25,18	33,50	28,91	27,90	34,87	29,88	36,28	33,08	40,21	50,36	51,97
Hidro	32,11	9,74	11,39	11,76	15,18	10,34	10,24	17,08	9,08	14,67	12,28	11,34	11,97	9,73
Geotermia	29,04	5,76	9,46	8,58	8,59	9,57	7,19	9,35	8,22	7,88	6,77	13,07	16,22	14,76
Cogeneración	0,00	1,59	5,24	4,83	9,74	9,00	10,46	8,44	9,14	9,02	8,23	6,85	7,35	6,63
Viento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,44	4,71	5,79	8,96	14,82	20,85

(continúa)

CUADRO A-24 (Conclusión)

	1990	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Panamá														
<b>Fósiles</b>	<b>15,96</b>	<b>29,53</b>	<b>49,88</b>	<b>34,54</b>	<b>35,67</b>	<b>39,90</b>	<b>41,56</b>	<b>37,02</b>	<b>43,39</b>	<b>41,77</b>	<b>47,13</b>	<b>35,98</b>	<b>41,82</b>	<b>44,10</b>
Petróleo	15,96	29,53	49,88	34,54	35,67	39,90	41,56	37,02	43,39	41,77	40,99	28,77	34,12	35,36
Carbón	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,15	7,22	7,70	8,74
<b>FRE</b>	<b>84,04</b>	<b>70,46</b>	<b>50,12</b>	<b>65,46</b>	<b>64,33</b>	<b>60,10</b>	<b>58,44</b>	<b>62,98</b>	<b>56,61</b>	<b>58,23</b>	<b>52,86</b>	<b>64,02</b>	<b>58,18</b>	<b>55,90</b>
Hidro	84,04	70,46	49,99	65,46	64,33	60,10	58,44	62,98	56,61	58,23	52,86	64,02	58,16	54,66
Geotermia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cogeneración	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Viento	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	1,23
Otros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Cifras preliminares para 2014.