



NACIONES UNIDAS
COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA
LATINA
Y EL CARIBE – CEPAL



SECRETARÍA GENERAL
SISTEMA DE INTEGRACIÓN
CENTROAMERICANO

Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.878
30 de noviembre de 2007

ORIGINAL: ESPAÑOL

ESTRATEGIA ENERGÉTICA SUSTENTABLE CENTROAMERICANA 2020

07-11

ÍNDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN	1
PRESENTACIÓN	5
I. ENTORNO INTERNACIONAL.....	7
1. Panorama energético mundial.....	7
2. Compromisos ambientales internacionales.....	11
3. Los objetivos de desarrollo del milenio.....	18
4. Marco conceptual del desarrollo sustentable del sector energético.....	19
II. SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN CENTROAMÉRICA..	22
1. Situación económica y social.....	22
2. Producción y consumo de energía en el Istmo Centroamericano...	24
3. Emisiones por consumo de derivados del petróleo en Centroamérica.....	32
4. Deficiencias en el suministro energético	33
5. Aspectos institucionales del sector energía	37
III. UN NUEVO MARCO DE REFERENCIA PARA EL SECTOR ENERGÉTICO DE CENTROAMÉRICA.....	42
1. El proceso de integración centroamericano y el sector energía.....	42
2. La preocupación ambiental en la región	49
IV. ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS DEL DESARROLLO DEL SECTOR ENERGÉTICO CENTROAMERICANO	55
A. OPCIONES ENERGÉTICAS EN AMÉRICA CENTRAL	55
1. Uso racional e incremento de la eficiencia energética	55
2. Fuentes renovables para la producción de electricidad.....	57

3.	Biocombustibles	60
4.	Biomasa	62
5.	Fuentes renovables para suministro de otras formas de energía	62
6.	Petróleo.....	63
		<u>Página</u>
7.	Gas natural.....	64
8.	Carbón	65
9.	Rellenos sanitarios.....	65
10.	Innovaciones tecnológicas.....	66
B.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN EL LARGO PLAZO	66
1.	Proyección macroeconómica de la región.....	67
2.	Proyección de los precios de los energéticos	68
3.	Proyección de la demanda de energéticos	71
C.	RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS DE DEMANDA DE ENERGÍA EN EL AÑO 2020	83
1.	Escenarios energéticos seleccionados.	84
2.	Resultados	85
3.	Comparación de los escenarios	96
V.	ESTRATEGIA ENERGÉTICA SUSTENTABLE DE AMÉRICA CENTRAL, 2020	98
A.	OBJETIVOS Y MEDIOS DE LA ESTRATEGIA.....	98
B.	METAS DE LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA SUSTENTABLE PARA EL AÑO 2020	101
	BIBLIOGRAFÍA.....	103
	<u>Anexos:</u>	
I	Innovaciones tecnológicas	107
II	Proyectos hidroeléctricos	115

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro

1	Istmo Centroamericano: Consumo de derivados de petróleo, 2006....	27
2	Istmo Centroamericano: Capacidad instalada, 2006	28
3	Istmo Centroamericano: Ventas de electricidad, 2006.....	30

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
4	Istmo Centroamericano: Evolución del comercio intrarregional de electricidad, 1985-2006	46
5	Istmo Centroamericano: Potencial de los recursos hidroeléctricos, 2004	58
6	Istmo Centroamericano: Potencial de los recursos geotérmicos, 2004	59
7	Istmo Centroamericano: Participación de la cogeneración dentro de la industria eléctrica, 2006	60
8	Istmo Centroamericano: Bandas de crecimiento económico medio anual por país, 2005-2015	67
9	Istmo Centroamericano: Consumo final de productos derivados del petróleo, 2005 y 2020	73
10	Istmo Centroamericano: Adición neta de potencia por tecnología, 2007-2020	76
11	Istmo Centroamericano: Generación en 2020 por fuente, según planes, 2005 y 2020	76
12	Istmo Centroamericano: Parámetros de costo de los planes, 2009-2020	77
13	Istmo Centroamericano: Consumo de combustibles para la generación de electricidad, 2005 y 2020	78
14	Istmo Centroamericano: Consumo de leña, 2005 y 2020	78
15	Istmo Centroamericano: Demanda de etanol, caña de azúcar y superficie agrícola adicional requerida por país, 2010-2020	81
16	Istmo Centroamericano: Superficie total requerida para la siembra de caña de azúcar, 2010-2020	81
17	Istmo Centroamericano: Relación superficie requerida vs superficie agrícola y arable, 2010-2020	82
18	Istmo Centroamericano: Demanda de biodiesel, toneladas de fruto de palma africana y superficie, para un consumo de biodiesel del 5%, 2010-2020	83
19	Istmo Centroamericano: Escenarios seleccionados del desarrollo energético, 2006-2020	84
20	Istmo Centroamericano: Requerimientos financieros de los nuevos proyectos de generación, 2009 y 2020	92
21	Istmo Centroamericano: Ampliación de la capacidad de almacenamiento y requerimientos financieros para 30 días de almacenamiento, 2007 y 2020	93
22	Istmo Centroamericano: Grado de electrificación, 1990 y 2006	95
23	Guatemala, Nicaragua y Honduras: Estimación del costo de un programa para alcanzar una electrificación del 90%	95
24	Istmo Centroamericano: Inversiones requeridas para el sector energía, 2007-2020	96

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<u>Gráfico</u>		<u>Página</u>
1	Oferta mundial de energía primaria comercial, 2006	8
2	Emisiones de CO ₂ debido al consumo de energía, 1980-2004.....	11
3	Emisiones mundiales de CO ₂ por consumo de energía y sector, 2004	12
4	Istmo Centroamericano: PIB per cápita, 1990-2006	23
5	Istmo Centroamericano: Factura petrolera como porcentaje del PIB, 2004-2006.....	23
6	Istmo Centroamericano: Niveles de pobreza y pobreza extrema, 1980-2004.....	24
7	Consumo por sectores, 2005.....	25
8	Origen de las importaciones de hidrocarburos totales, 2006.....	26
9	Istmo Centroamericano: Participación porcentual de la generación térmica, 2006	29
10	Istmo Centroamericano: Participación de las fuentes renovables en la producción total de energía eléctrica, 1985-2006.....	30
11	Istmo Centroamericano: Evolución emisiones de CO ₂ por consumo de derivados del petróleo, 1980-2006.....	33
12	Precios reales y nominales WTI y precios reales de derivados, 2007-2020.....	69
13	Proyección de precios de combustibles para la generación eléctrica, 2007-2021	70
14	Istmo Centroamericano: Consumo final de derivados del petróleo, PIB y precio crudo WTI, 1980-2006	72
15	Istmo Centroamericano: Consumo final de derivados del petróleo, por producto, 1980-2020	73
16	Istmo Centroamericano: Consumo final de derivados del petróleo por país, 1980-2020	74
17	Proyección demanda de electricidad, 2007-2020	74
18	Introducción del etanol como carburante, 2007-2020	80
19	Demanda de etanol por país en años seleccionados, 2007-2020.....	80
20	Istmo Centroamericano: Consumo total de combustibles, 2005 y 2020	86
21	Istmo Centroamericano: Consumo total de energía, 2005 y 2020	87
22	Istmo Centroamericano: Producción de electricidad por fuente, 2005 y 2020	88
23	Istmo Centroamericano: Participación de fuentes renovables en oferta energía primaria, 2005 y 2020.....	89
24	Istmo Centroamericano: Emisiones GEI, 2005 y 2020	90
25	Istmo Centroamericano: Participación de los sectores en el total de emisiones CO ₂ , 2005 y 2020	91

RESUMEN

En la elaboración de la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020 se han tomado en cuenta una serie de factores, tales como: las fuentes energéticas disponibles a nivel mundial, los compromisos internacionales, la sustentabilidad del sector energético, la situación económica social de los países centroamericanos, el sistema energético existente, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), el ámbito institucional a nivel regional, etc.

En el entorno internacional, la evolución de los precios de los combustibles ha sido uno de los hechos más relevante, pues el nivel promedio de los últimos cinco años (2001-2006) se ha incrementado sustancialmente con respecto al que se observó en el período precedente. En el caso del petróleo el aumento ha sido más del doble y en el del gas alcanzó 75%. El precio del carbón también se ha encarecido (46%), pero notablemente menos que los casos anteriores. Ahora bien, con respecto al crecimiento promedio económico mundial en los últimos cinco años, éste alcanzó el 4,4%, valor superior al quinquenio precedente. En consecuencia, la oferta de energía primaria experimentó un incremento de 3%, comparado con el 1,2% del quinquenio anterior. También ha alentado un mayor consumo del combustible más barato; tan sólo en los últimos dos años la demanda de carbón creció 10,2%, en tanto que la de gas lo hizo en 5,7% y la de petróleo en sólo 2,2%.

Como parte de este entorno debe resaltarse el Protocolo de Kyoto, instrumento legalmente vinculante que establece compromisos más específicos de reducción y limitación de emisiones de gases efecto invernadero para los países del Anexo I de la Convención. Una serie de estudios recientes han contribuido a sensibilizar instituciones, gobiernos y opinión pública sobre la necesidad de tomar medidas más enérgicas vista la posible

magnitud del calentamiento global. Entre dichos estudios se puede mencionar el reporte de Sir Nicholas Stern, el cuarto informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre la Evolución del Clima, y el cuarto informe de Perspectivas del Medio Ambiente GEO-4. Asimismo merece especial relevancia la Declaración del Milenio, aprobado por 191 naciones, con el objetivo de combatir la pobreza.

Con respecto a la actividad económica en el Istmo Centroamericano, ésta alcanzó una tasa de crecimiento del 5,9% durante el año 2006, la cual constituyó varios hitos importantes: fue superior al promedio de toda América Latina (5,3%) durante el año en referencia, y fue la segunda tasa más alta en 30 años en la región centroamericana. Por su lado, el análisis de la parte social de los seis países centroamericanos muestra (con datos del año 2004 —último disponible—) que el 52,7% de la población vivía bajo el nivel de pobreza, y el 30,5% bajo extrema pobreza. Estos índices muestran diferencias notables entre los países. Los valores de pobreza proporcionan una imagen clara del entorno social del sector energético centroamericano, particularmente con respecto al abastecimiento de energía.

En el año 2006, los países centroamericanos alcanzaron un consumo final de energía de 158 Mbep, cubierto principalmente, en un 45%, por derivados del petróleo, 38% por biomasa, 12% por electricidad y 5% por otros. Para ese año, los dos sectores de mayor consumo energético en la región fueron el residencial con 43% (dentro del cual la leña representó 83%), y el transporte, con 30%, principalmente de derivados líquidos del petróleo. Ahora bien, únicamente con respecto al consumo total de derivados de petróleo, el sector transporte utilizó aproximadamente el 66%.

En se mismo año se importó un total de 99.370.000 barriles de hidrocarburos, de los cuales 83% correspondió a derivados y únicamente 17% a crudos. La factura petrolera correspondiente a esta importación fue de 6.878 millones de dólares, 22% superior a la del año anterior. La participación del valor de dichas importaciones con respecto al valor de las exportaciones centroamericanas alcanzó un valor máximo de 17% en 2006. Del total de derivados y petróleo crudo importados por el Istmo Centroamericano, las dos principales fuentes fueron Venezuela con 25%, y Estados Unidos con 22%. El consumo total de derivados del petróleo fue de 97,6 millones de barriles, lo que representó un crecimiento de 3% con respecto al año anterior.

Con respecto a la producción de energía eléctrica, Centroamérica se muestra como una región cuyas energías renovables superan a las que utilizan hidrocarburos en la generación eléctrica, ya que de la generación neta total en 2006, 49% correspondió a la generación hidroeléctrica, 7% a la geotérmica, 3% a la cogeneración y un poco menos de 1% a la eólica, para un total de 60%. El resto correspondió a plantas termoeléctricas a base de combustibles fósiles. Aunque las fuentes renovables continúan con una participación mayoritaria en el abastecimiento

eléctrico de la región, dicha participación ha mostrado una preocupante tendencia a la baja. Durante el año 2006, el total de las emisiones en la región por consumo total de combustibles fue de 38 millones de toneladas de CO₂, 1,2 millones de CO, 272.000 de NO_x y 166.000 toneladas de SO₂.

En el ámbito regional institucional conviene resaltar los avances importantes en los últimos años en la integración centroamericana, en particular, la iniciativa de crear una Unión Aduanera, así como la conformación de la Unidad de Coordinación Energética Regional, dentro de la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (SG-SICA). Durante la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible realizada en Johannesburgo, durante el año 2002, el Ministro de Energía y Ambiente de Costa Rica presentó el compromiso ambiental de América Central. En el apartado de energía, los países de la subregión se comprometieron a "impulsar la diversificación de la oferta energética y a fomentar la eficiencia energética, evaluando el potencial de fuentes convencionales y mejorando la participación de fuentes renovables". Luego, el XIV Foro de Ministros de Ambiente de América Latina y el Caribe, en noviembre de 2003, aprobó la meta de alcanzar en el año 2010, el 10% de participación de fuentes renovables en la Oferta de Energía Primaria.

Para el desarrollo del sector energético, los países de la región cuentan con un portafolio de posibilidades, entre las cuales se puede mencionar el uso racional y el incremento de la eficiencia energética (la única que se puede ejecutar al corto plazo, con efectos inmediatos), recursos hidroeléctricos y geotérmicos, energía eólica y solar, cogeneración, biocombustibles, biomasa, fuentes renovables para sistemas aislados, y combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón).

Para la estimación de los escenarios futuros, en primer lugar la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) elaboró la proyección macroeconómica del Istmo Centroamericano, para el período 2005-2015. En ese sentido analizó un primer escenario, de tipo tendencial, el cual muestra un cierto proceso de convergencia de crecimiento económico anual, hacia 2,5% y 3%. Por otra parte, se elaboró otro escenario, suponiendo un mayor dinamismo de la economía mundial, y un proceso de integración centroamericana que se traduzca en un incremento sustancial de la formación de capital nacional.

Adicional a la proyección macroeconómica de la región, con el fin de estimar la demanda futura de los diferentes energéticos es necesario analizar la evolución de los precios de los derivados del petróleo y de la electricidad, en el período de estudio. Para la proyección de los precios de las gasolinas y diesel se utilizó como referencia la proyección del crudo West Texas Intermediate (WTI) para el período 2006-2020, elaborada por la Secretaría de Energía de México, expresada en precios reales

de 2005. Los precios para los derivados del petróleo destinados a las centrales eléctricas fueron definidos por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), en su estudio de perspectivas del sector eléctrico, con base en la proyección de la Energy Information Administration (EIA) (2006).

Con esta información básica, las diferentes metodologías utilizadas dieron sus respectivos resultados. De esta forma, el consumo final de productos derivados del petróleo, que excluye el consumo para la generación de electricidad, pasaría de 75,5 a 131,1 millones de barriles entre 2005 y 2020, lo cual representa un consumo adicional de 55,6 millones de barriles y una tasa de crecimiento promedio anual de 3,7%. La demanda de combustibles ligeros será notablemente más dinámica que la de productos pesados. Las tasas de crecimiento más importantes serán para gasolina regular y súper, diesel y gas LP.

En el caso de la industria eléctrica, el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa (GTPIR) del CEAC definió diferentes planes de expansión regional de la generación eléctrica, en función de diferentes factores, en que sobresale la participación futura de plantas hidroeléctricas u otras renovables. En los primeros años, 2007 y 2008, los países cuentan con un Plan fijo, conformado por las centrales en construcción o en etapa de búsqueda de financiamiento. Para el período 2009-2020, los modelos de optimización determinaron un programa óptimo (mínimo del Valor Presente de las inversiones, y de la operación y mantenimiento), para cada uno de los planes considerados. Este programa identifica las nuevas centrales de generación eléctrica, su tecnología, secuencia, consumo de combustibles, nivel de inversiones, entre otros parámetros. Conviene mencionar que el plan de menor valor presente resultó aquel con la mayor participación de las centrales hidroeléctricas; tiene los mayores costos de inversión, pero los menores costos de operación, resultando en un menor costo total.

Con respecto a los combustibles utilizados en la producción eléctrica, los resultados apuntan a una fuerte entrada del carbón, cuya progresión le permitiría constituirse en el principal combustible empleado en la producción térmica de electricidad, pues alcanzaría una participación de entre 52% y 65% en el total de generación con fuentes no renovables en el 2020. El bunker también aumentaría su participación relativa hasta situarse entre 18% y 27%. Por su parte, el gas natural alcanzaría entre un 7% y un 19% en ese año.

Con estas perspectivas subsectoriales (electricidad y petróleo) se elaboraron seis escenarios para el desarrollo del sector energético centroamericano en el largo plazo. Un primer escenario, sigue la tendencia actual en la industria energética centroamericana; en los otros escenarios, se hace variar la participación de las medidas de uso racional de energía y de fuentes renovables, terminando con el sexto escenario, el cual incluye todas estas medidas. Este último contempla el plan

eléctrico de menor valor presente, el cual resultó aquel con la máxima participación de centrales hidroeléctricas.

Seis parámetros sirvieron para comparar los resultados de los escenarios en el año 2020. Se trata de: i) el consumo total de combustibles; ii) el consumo total de energía; iii) la participación de fuentes renovables en la producción de electricidad; iv) la participación de fuentes renovables en la oferta primaria de energía; v) el nivel de emisiones de GEI en el año 2020, desglosado en emisiones provenientes de la industria eléctrica y del consumo final de derivados del petróleo, y vi) las inversiones requeridas en el período 2007-2020.

La comparación de los dos escenarios extremos, el tendencial y el llamado más favorable, permite relevar para el segundo caso una serie de impactos positivos a nivel regional, en los siguientes resultados en el año horizonte 2020: i) reducción de la importación de 4 millones de toneladas de carbón, 28 millones de barriles de derivados del petróleo y 1.272 millones de m³ de gas natural; ii) reducción de 28 millones de toneladas de GEI, más otros contaminantes primarios y secundarios; iii) reducción de los efectos sobre la salud de la población centroamericana, debido a la emisión de contaminantes primarios y secundarios (no cuantificados); iv) aumento de la cobertura eléctrica para 691.700 viviendas; v) reducción del 10% de consumo de leña mediante la instalación de un millón de cocinas más eficientes; vi) minimización de los costos de inversión y operación y mantenimiento en la expansión del sistema de generación eléctrica, lo cual se debe traducir en menores incrementos a las tarifas eléctricas; vi) reducción del gasto familiar en concepto de pago de energía eléctrica, por la utilización de fluorescentes compactos y refrigeradores más eficientes; viii) aumento de la competitividad de la industria centroamericana, al reducir el gasto energético, por la utilización de motores más eficientes; ix) incremento de la actividad agrícola, por la extensión de las áreas sembradas para caña de azúcar y palma africana, y x) cumplimiento de los compromisos de Johannesburgo, con respecto al porcentaje de la Oferta de Energía Primaria cubierta por fuentes renovables, en los años 2005, 2010 y 2020.

Se han contabilizado las inversiones correspondientes a la expansión del sistema de generación eléctrico, a la cogeneración en ingenios azucareros, la expansión de la infraestructura petrolera y de gas natural, las medidas de uso racional de energía (iluminación, refrigeradores, motores, pérdidas en sistemas de distribución), los biocombustibles, las cocinas eficientes de leña, y la ampliación de la cobertura eléctrica para el cumplimiento de los Objetivos del Milenio.

La inversión requerida para asegurar el suministro de energía a los países del Istmo Centroamericano oscilaría entre 13.000 y 18.000 millones de dólares (valores 2005), para los escenarios extremos. La mayor parte correspondería a las nuevas centrales de generación eléctrica (92%). La estimación anterior

toma en cuenta sólo costos de inversión, no así de operación y mantenimiento. Una mayor inversión viene ligada con un menor costo de operación y mantenimiento, dando para el escenario más favorable, la secuencia de centrales eléctricas de menor costo total.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo fue preparado mediante el esfuerzo conjunto de la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (SG-SICA) y la Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). El documento "*Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020*" fue presentado en las reuniones técnica y de Ministros de Energía de Centroamérica, celebradas en Ciudad de Guatemala los días 12 y 13 de noviembre de 2007. La Estrategia fue aprobada por los Ministros de Energía en su reunión. La SG-SICA y la CEPAL asignan una importancia clave a dicha Estrategia, ya que en ésta se identifican orientaciones y directivas claras para lograr un desarrollo sustentable del sector energético, al tiempo que se incorporan preocupaciones sobre los efectos del cambio climático en el desarrollo económico y social de la subregión.

Ante la fuerte alza de los precios del petróleo que ya se presentaba en el año 2004, la Sede Subregional de la CEPAL en México preparó, para consideración de la SG-SICA, una propuesta de un Plan de Emergencia Energético. Este plan fue revisado y aprobado por los Ministros de Energía de Centroamérica, en mayo de 2004, en Ciudad de Guatemala, Guatemala. Al mes siguiente recibió la aprobación de los Jefes de Estados y Gobierno de Centroamérica, en la Cumbre de Guadalajara, Jalisco, México. En este Plan de Emergencia se incluía la elaboración de una estrategia energética sustentable centroamericana.

Posteriormente, la reunión conjunta de los Ministros de Energía y de Ambiente, convocado por la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD), en San Pedro Sula, Honduras, en febrero de 2005, solicitó a la CEPAL la elaboración de una estrategia que cumpliera con los compromisos vertidos por la subregión en la reunión de Johannesburgo.

Ya con mucha anterioridad, en la Alianza para el Desarrollo Sustentable de Centroamérica (ALIDES), aprobado por los Jefes de Estados y Gobierno de Centroamérica, se incorporaba la necesidad de que la región contara con una estrategia energética sustentable.

Ante estas solicitudes, la CEPAL comenzó en junio de 2005 la elaboración de los estudios básicos para sustentar una estrategia sustentable centroamericana. En diciembre del mismo año, en Ciudad de Guatemala, Guatemala, los Directores de Energía de Centroamérica aprobaron los objetivos, medios e instrumentos, y actividades de la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana, y encargaron a la Sede Subregional de la CEPAL en México, preparar un documento analítico, con el fin de respaldar la estrategia aprobada.

De esta forma, la Unidad de Energía y Recursos Naturales (UERN) de la mencionada Sede Subregional, con el apoyo de un grupo de consultores contratados directamente por la CEPAL, avanzó en el análisis de los diferentes subsectores, durante 2006 y 2007. En los primeros meses de 2007, el GTPIR del CEAC concluyó un excelente trabajo sobre el Plan Indicativo Regional de la Industria Eléctrica 2006-2020, el cual contó con la participación de representantes de las empresas públicas de todos los países centroamericanos.

Con todos estos aportes, una primera versión de la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana fue enviada a los Directores de Energía y Directores de Hidrocarburos. Con sus comentarios así como de funcionarios de la SG-SICA y de la sede de la CEPAL en Santiago, Chile, se preparó una segunda versión, la cual sirvió de documento de trabajo en la Reunión Técnica de Directores de Energía y Directores de Hidrocarburos y en la Reunión de Ministros, celebradas los días 12 y 13 de noviembre de 2007, en Ciudad de Guatemala, Guatemala. En la primera reunión se elaboró una actualización de la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020, la cual fue aprobada en la reunión de Ministros y Responsables del Sector Energía.

El documento comprende dos partes. La primera, con los capítulos I al IV, presenta la situación energética actual y los escenarios de desarrollo de este sector para el período 2007-2020. Se analizan los resultados de los diferentes escenarios, tales como consumo de combustibles, participación de fuentes renovables en la producción de electricidad, emisiones de GEI, monto de inversiones etc. La segunda parte comprende el capítulo V, en que se transcribe textualmente la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020, aprobada por los Ministros y Responsables del Sector Energía en Guatemala como se mencionó anteriormente, y se presenta un Plan de Acción para el período 2008-2010, con el fin de iniciar la ejecución de la Estrategia.

La elaboración del presente estudio estuvo bajo la dirección de Fernando Cuevas, Jefe de la UERN, con la participación del personal de dicha Unidad, Hugo Ventura y Eugenio Rojas, así como de los siguientes consultores de la CEPAL: Luis Miguel Galindo, Luis Fernández, Víctor Rodríguez, Rosa Estela Félix, Rodolfo Díaz, Verónica Flores y Eugenio Torijano, y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) asignado a las oficinas de la CEPAL, Débora Ley. Especial mención merece la participación de Hugo Altomonte, de la sede de la CEPAL en Santiago, quien moderó la reunión de directores en Guatemala, en diciembre de 2004, que aprobó los objetivos y lineamientos de la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana, así como de sus valiosos comentarios al presente estudio. Se reconoce también el apoyo vital brindado por el coordinador del GTPIR, Javier Orozco, y su asistente, Fernando Ramírez, ambos del Instituto Costarricense de Electricidad, con respecto a la información del Plan Indicativo Regional de Centroamérica.

Se agradece el apoyo continuo brindado al grupo de la CEPAL por Gloria Villa, Directora Sectorial de Energía del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) de Costa Rica, y Carlos Roberto Pérez, de la SG-SICA. Ambos aportaron comentarios y sugerencias de gran valía.

I. ENTORNO INTERNACIONAL

El sector energético centroamericano se encuentra ubicado dentro de un entorno internacional que condiciona su situación actual y su evolución futura. En este sentido, las fuentes energéticas disponibles a nivel mundial, los compromisos ambientales internacionales, los objetivos de desarrollo del milenio, entre otros, son factores a considerar. Adicionalmente, los conceptos de sustentabilidad del sector energético aportan el marco de referencia para construir las bases de una estrategia sustentable para los países centroamericanos.

1. Panorama energético mundial

a) Oferta de energía primaria

La oferta mundial de energía primaria comercial alcanzó 78.383 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep) en 2006.¹ El petróleo continúa siendo la fuente de energía más importante, pues satisface 35,8% de las necesidades (véase el gráfico 1). El carbón se sitúa en segundo lugar con 28,4%, seguido del gas natural con 23,7%. Las fuentes fósiles constituyen entonces la base del sistema de aprovisionamiento mundial (87,9%). La hidroelectricidad y la energía nuclear ocupan el cuarto y quinto lugar respectivamente con 6,3% y 5,8%.

La evolución de los precios de los combustibles ha sido uno de los hechos más relevantes en el arranque del milenio. El nivel promedio de los últimos cinco años (2001-2006) se ha incrementado sustancialmente respecto del que se observó en el período precedente (1996 y 2001). En el caso del petróleo el aumento ha sido más del doble y en el del gas alcanzó 75%. El precio del carbón también se ha encarecido (46%), pero notablemente menos que los casos anteriores, además que en los últimos tres años su precio se ha estabilizado.

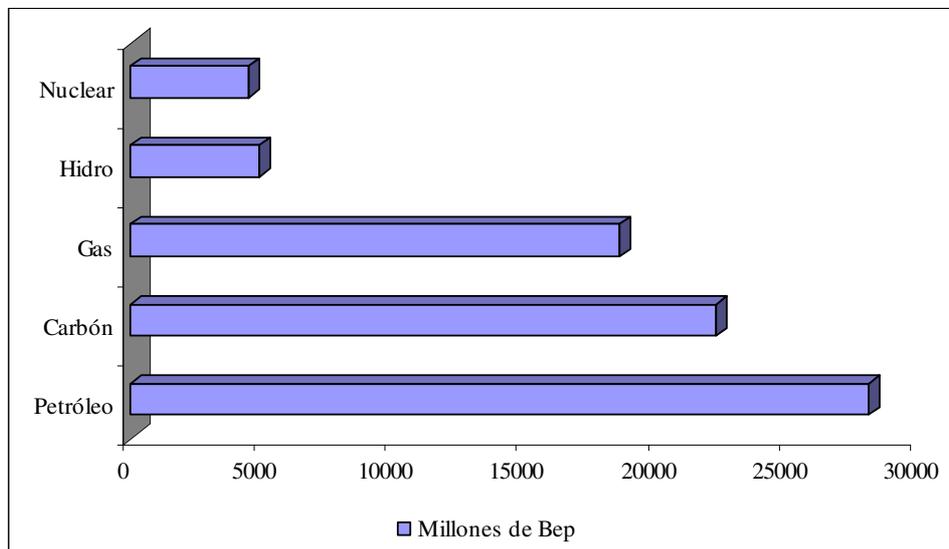
Por otra parte, el crecimiento promedio económico mundial en los últimos cinco años, medido con las tasas de la Paridad de Poder de Compra (PPP), alcanzó el 4,4%, superior al quinquenio

¹ Las cifras de esta sección tiene por fuente BP, "Statistical Review of World Energy", junio 2007. <http://www.bp.com/statisticalreview>. Estos documentos no toman en cuenta leña, carbón vegetal, desechos agrícolas y ganaderos, energía eólica, energía solar y geotermia. La publicación de BP se refiere a esa variable como consumo de energía primaria, sin embargo, en la metodología que utiliza la CEPAL y la OLADE, ese valor correspondería más bien a la oferta de energía primaria, requerida para satisfacer el consumo total, constituido por el consumo de energías primarias (carbón mineral y gas para uso industrial, productos de caña para uso industrial y leña, principalmente) y el consumo de energías secundarias (electricidad, derivados del petróleo, biocombustibles, carbón vegetal, entre otros).

anterior, que fue de tan sólo 3,5%. Esta aceleración del crecimiento se concentró principalmente en China, fuera de los países industrializados.

Gráfico 1

OFERTA MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA COMERCIAL, 2006



Fuente: BP (2007).

La diferencia de precios y el crecimiento económico mundial han provocado un incremento en la oferta de energía primaria de 3%, comparado con el 1,2% del quinquenio anterior. También ha alentado un mayor consumo del combustible más barato; tan sólo en los últimos dos años el consumo de carbón creció 10,2%, en tanto que la de gas lo hizo en 5,7% y la de petróleo en sólo 2,2%.

Pocos países acaparan la mayoría de la oferta de energía primaria. Desde el punto de vista geográfico la oferta se concentra en Asia y Oceanía (33%). La segunda región más importante es Europa (28%) incluyendo su porción oriental (Eurasia), seguida por los tres países de Norteamérica (26%). La brecha con el resto del mundo es grande pues el Medio Oriente sólo participa con 5,1%, Centro y América del Sur con 4,9% y África con 3%.

La participación de los países en desarrollo en la oferta mundial de energía primaria pasó de 15% en 1966 a 24% en 1986, para dar un salto aun más grande y alcanzar 39% en 2006. En contraste, la parte de los países de la Organización para la Cooperación Económica y Desarrollo (OCDE) pasó de 68% a 57% para descender hasta 51% en la actualidad.

i) Petróleo. Las reservas probadas se situaron en 1,2 billones ² de barriles a fines de 2006; esa cifra es 38% más alta que hace 20 años y 15% mayor que hace una década. Cinco países

² Un billón en español equivalente a 10 elevado a la potencia 12.

acaparan el 59,3% y los 10 primeros 82,2%.³ En la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) se localiza el 74,9%, el resto se encuentra en los países que no pertenecen a esa organización (14,4%) y en los miembros de la ex Unión Soviética (10,6%). Al ritmo de producción actual las reservas de la OPEP alcanzarían para 72 años, en cambio en los países fuera de la organización sólo alcanzarían para 13,6 años. Las reservas de la OCDE se limitan a 11,3 años.

La producción alcanzó 81,7 millones de barriles diarios en 2006. Su origen está más diversificado que las reservas, cinco países aportan el 43,4% pero ese nivel sube a 62,2% considerando los 10 más importantes.⁴ Centro y Sudamérica sólo aportan el 8,8%.

Cinco países acaparan el 45,7% del consumo, los 10 primeros el 58,8%. La zona Asia Pacífico ya superó (29,5%) a Norteamérica (28,9%). Europa y Eurasia se mantienen en el tercer sitio; Medio Oriente (7,2%) Centro y América del Sur (6,1%) y África, siguen muy detrás.

ii) Gas natural. El gas natural ha sido el energético con mayor demanda en las últimas dos décadas por sus ventajas económicas y ambientales. Aunque tiende a crearse un mercado mundial —mediante intercambios de gas natural licuado— persiste la inercia de los mercados regionales. Al igual que en el caso del petróleo las reservas, producción y consumo se concentran en pocos países.

A fines de 2006 las reservas probadas de gas natural alcanzaron 183 Tera metros cúbicos (6.405 Tera pies cúbicos -Tpc-); ese monto representa 68% más que en 1986 y 23% más que hace 10 años. El 63% se localizan en cinco países, el 75,7% en 10 países.⁵ Al ritmo de producción actual y sin descubrimiento de nuevos depósitos, las reservas mundiales alcanzarían para 63,3 años. Ese plazo va más allá de 100 años para algunos países.⁶

En el plano regional Europa y Eurasia aportan el 37,2%, Norteamérica 26,5% y Asia Pacífico 13,1%; Medio Oriente contribuye con 11,7%; en los últimos lugares se encuentran África y Centro y América del Sur con 6,3% y 5% respectivamente.

³ Arabia Saudita encabeza la lista con 22%, le siguen Irán 11,4%, Iraq 9,5%, Kuwait 8,4% y los Emiratos Árabes Unidos 8,1%. Los cinco siguientes son Rusia 6,6%, Venezuela 6,6%, Libia 3,4%, Kazajstán 3,3% y Nigeria 3%.

⁴ El primer productor mundial es Arabia Saudita, aporta 10,9 millones de barriles diarios y participa con el 13,1% en el total mundial. Luego vienen Rusia 12,3%, Estados Unidos 8%, Irán 5,4% y China 4,7%, así como México, Canadá, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait y Noruega.

⁵ Encabezan la lista Rusia 26,3%, Irán 15,5% y Qatar 14,0%, Arabia Saudita 3,9%, Emiratos Árabes Unidos 3,3%, Estados Unidos 3,3%, Nigeria 2,9%, Argelia 2,5%, Venezuela 2,4% e Iraq 1,7%.

⁶ Es el caso de Irán, Qatar, UAE, Nigeria, Venezuela e Iraq, todos ellos miembros de la OPEP.

Estados Unidos ocupa el primer lugar en el consumo (22%) seguidos de Rusia, Irán y Canadá y Reino Unido. En conjunto absorben 47,3% de la oferta; ese nivel se eleva al 61% considerando los 10 primeros consumidores. Producción y consumo coinciden cuando se observa las cifras regionales: Europa y Eurasia concentran el 40,1% del consumo, Norteamérica el 27,3%, Asia Pacífico 15,3% y Medio Oriente 10,1%. Centro y América del Sur y África sólo participan con 4,6% y 2,6% respectivamente.

iii) Carbón, uranio e hidroelectricidad. Las reservas de carbón ascendieron a 909.000 millones de toneladas en 2006. La concentración de reservas probadas es aun más importante que el caso de los hidrocarburos. Cinco países acaparan el 75,8%, los 10 primeros 91%.⁷ Al ritmo de producción actual las reservas probadas alcanzan para 147 años.⁸ Los países productores son al mismo tiempo grandes consumidores por lo que la estructura de consumo es muy semejante a la de producción. El consumo de carbón creció a una tasa promedio anual de 1,9% en los últimos 20 años, con un repunte notable en el período 1996-2006, pues llegó a 2,8%.

La oferta de energía nuclear (4.579 Mbep en 2006) está altamente concentrado: cinco países absorben el 67,9% y 10 países el 85%. La OCDE concentra el 84,5%; los países en desarrollo sólo 6,3%. El acceso a esa fuente de energía continua siendo muy limitado.

La oferta de hidroelectricidad llegó a 4.958 Mbep en 2006. Es la fuente de energía primaria comercial con menor grado de concentración: cinco países acaparan el 52,1% del consumo y los 10 primeros el 65,5%. Norteamérica, Centro y Sudamérica, Europa, Eurasia y Asia pacífico participan con un porcentaje similar (entre 21% y 27%); por el contrario, el peso relativo de África y Medio Oriente es muy reducido.

iv) Electricidad a partir de energía solar, energía eólica, leña y residuos (DOE/EIA, 2006). La generación de electricidad a partir de fuentes alternativas se incrementó en 170 TWh entre 1994 y 2004, pues su ritmo de crecimiento promedio anual alcanzó 7,4% en ese período. Cinco países concentran el 52% de la generación a partir de ese tipo de fuentes. Estados Unidos se encuentra a la cabeza de la lista (97 TWh en 2004). El segundo lugar fue ocupado por Alemania, seguido de España, Brasil y Japón.

b) Emisiones de CO₂ por consumo de combustibles fósiles (DOE/EIA, 2006)

⁷ El 27,1% se localiza en Estados Unidos, 17,3% en Rusia, 12,6% en China, 10,2% en India y 8,6% en Australia. Sudáfrica 5,4%, Ucrania 3,8%, Polonia 1,5% Brasil 1,1%.

⁸ En la mayoría de los grandes países productores, incluyendo a Estados Unidos, la relación entre reservas y producción se aproxima o supera 200 años; en Rusia y Brasil es mayor a 500 años.

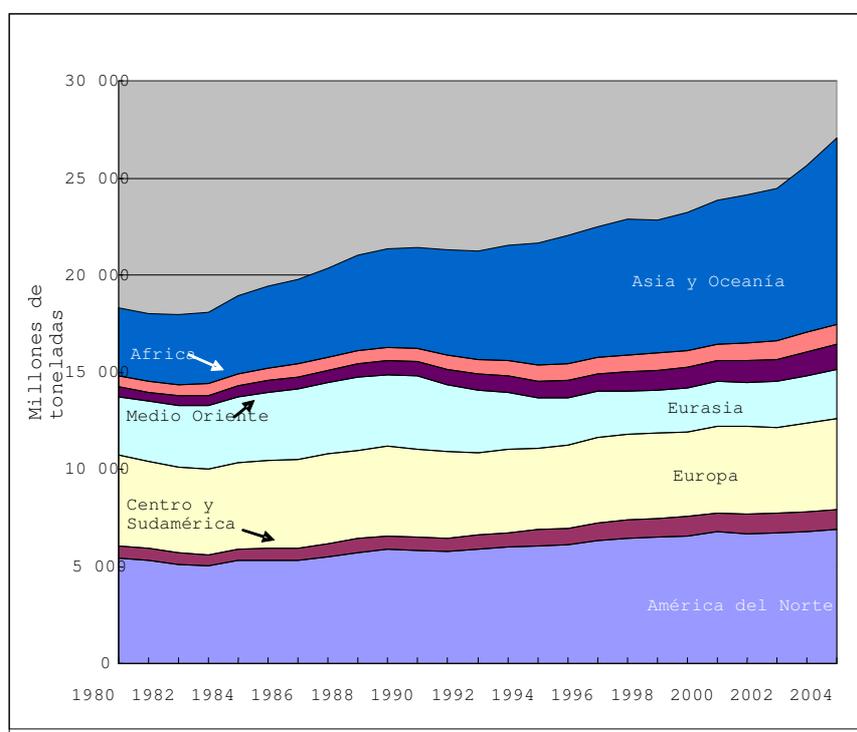
Las emisiones de CO₂ debido al consumo de petróleo, gas natural y carbón, así como del venteo y quema de gas natural en los campos de producción, se incrementaron de 21,7 giga tonelada (Gt) en 1994, a 27 Gt en 2004, lo cual representa un aumento global del 24,9% y un ritmo de crecimiento anual del 2,2% (véase el gráfico 2).

Estados Unidos, China, Rusia, Japón e India son los cinco principales emisores y participan con el 54% en el total mundial en 2004. Los cinco países siguientes son Alemania, Canadá, Gran Bretaña, la República de Corea e Italia; juntos aportan 11%. Así, resulta que 10 países son responsables del 65% de las emisiones anuales de bióxido de carbono. La brecha entre países es importante pues mientras Estados Unidos produjo 5,9 Gt, China y Rusia emitieron 4,7 Gt y 1,7 Gt, respectivamente.

En el sector energético el consumo de petróleo es la principal fuente de emisiones de CO₂; en 2004 contribuyó 10,8 Gt, representando el 40,1%. La segunda fuente más importante es el carbón con 39,2%. El consumo y quema de gas natural se sitúa como la tercera fuente de emisiones de CO₂; en 2007 participó con 20,7% a las emisiones del sector energético.

Gráfico 2

EMISIONES DE CO₂ DEBIDO AL CONSUMO DE ENERGÍA, 1980-2004



Fuente: DOE/EIA (2006).

La generación de electricidad es la fuente de emisiones más importante dentro del sector energético; su importancia relativa alcanzó 40,6% en 2004, cifra que representa el doble de la contribución del transporte (20,3%) (véase el gráfico 3). La tercera fuente más importante es la industria pues aporta el 18,2%; le siguen en orden de importancia los sectores: residencial, servicios, agricultura y gobierno (12,6%). La contribución más pequeña (8,3%) proviene de los usos no energéticos, la marina mercante y otras transformaciones.

2. Compromisos ambientales internacionales

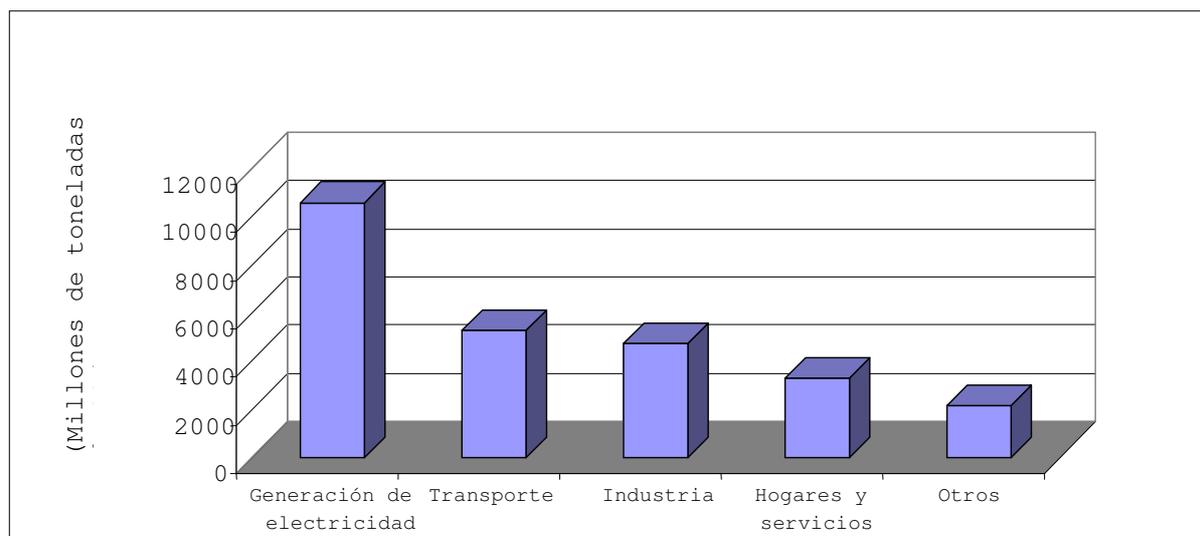
La preocupación mundial sobre el ambiente desde principios de la década de 1970 ha dado lugar a la creación de organismos internacionales encargados de evaluar el estado del ambiente del planeta y formular recomendaciones sobre las acciones a emprender por el conjunto de países en dicho ámbito.

a) Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), es el primer instrumento internacional legalmente vinculante que trata directamente el tema de cambio climático. Su urgente elaboración fue producto de la preocupación expresada en la década de 1980 por científicos de todo el mundo, en relación con que las emisiones de gases de efecto invernadero estaban aumentando debido principalmente a un mayor consumo de combustibles fósiles, y que esto estaría afectando el delicado balance del sistema climático. Fue abierta para firmas en la Cumbre de Río (1992), ocasión en que 155 países la firmaron y entró en vigor a nivel mundial el 21 de marzo de 1994, luego que se depositara la 50ª ratificación.

Gráfico 3

EMISIONES MUNDIALES DE CO₂ POR CONSUMO DE ENERGÍA Y SECTOR, 2004



Fuente: DOE/EIA (2006).

El objetivo de la CMNUCC y de todo instrumento jurídico conexo adoptado por la Conferencia de las Partes es lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. El propósito es que ese nivel se logre en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

Para alcanzar ese objetivo, la Convención establece una serie de compromisos con la intención de adecuarlos a partir de una revisión periódica a la luz del objetivo de dicho tratado, de nuevos descubrimientos científicos, y de la efectividad de los programas nacionales de cambio climático.

Como tratado marco, la Convención establece principios y compromisos de carácter general, dejando las obligaciones más específicas a futuros instrumentos legales. Los principios básicos de la CMNUCC son el principio precautorio, la responsabilidad común pero diferenciada de los estados (que asigna a los Estados industrializados el liderazgo para combatir el cambio climático) y el desarrollo sostenible.

Entre los compromisos generales, los cuáles se aplican tanto a países desarrollados como en desarrollo, destacan como los más relevantes, el elaborar, actualizar y publicar periódicamente tanto un inventario nacional de emisiones y sumideros de gases de efecto invernadero, como desarrollar programas nacionales y/o regionales de mitigación y adaptación a los impactos derivados del cambio climático. Los demás compromisos se relacionan con transferencia de tecnología, prácticas y procesos que reduzcan

las emisiones, conservación y aumento de sumideros, adaptación a los impactos, investigación científica y tecnológica, intercambio de información, y educación y capacitación. Estos compromisos deberían estar en mayor o menor grado, contenidos en los programas nacionales y/o regionales mencionados más arriba.

La CMNUCC también establece obligaciones más específicas para categorías particulares de Estados. A los países desarrollados y con economías en transición se les pide tomar el liderazgo en adoptar medidas para mitigar el cambio climático. En este sentido, se acordó que esos países —listados en el Anexo I de la Convención— deben tomar medidas para limitar las emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero, con el fin de retornar a los niveles de 1990. A los países de la OCDE se les pide que tomen las medidas más fuertes, mientras que a los países con economías en transición se les permite cierta flexibilidad.

En el caso de los países en desarrollo la Convención reconoce que el cumplimiento de los compromisos por parte de ellos dependerá de la ayuda técnica y financiera proporcionada por los países desarrollados; además, se le da especial consideración a los países menos desarrollados y a aquellos que son particularmente vulnerables por condiciones geográficas. Este enfoque de la Convención es consistente con el principio ampliamente reconocido de las responsabilidades comunes pero diferenciadas de los estados, en sus diferentes niveles de desarrollo.

Los países OCDE se comprometen a facilitar la transferencia de tecnología y proveer recursos financieros a los países en desarrollo para que puedan implementar la Convención. La Convención requiere que los países OCDE financien los costos en que incurran los países en desarrollo al elaborar informes de emisiones de gases invernadero, y adoptar medidas para implementar la CMNUCC. Esta ayuda financiera debe ser "nueva y adicional", y no readecuada de los fondos existentes para la ayuda oficial al desarrollo. Además, los países OCDE deberán proveer recursos financieros para otros proyectos relacionados con la Convención, que han sido acordados entre un país en desarrollo y el mecanismo financiero de la Convención. Hasta el momento, el mecanismo financiero es el GEF (Global Environmental Facility) o Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM).

De acuerdo con la Convención, los países en desarrollo deberán presentar sus primeras comunicaciones nacionales a la Conferencia de las Partes, las que deberán incluir un inventario de emisiones de gases invernadero y sus sumideros; las políticas y medidas que el país ha desarrollado o piensa desarrollar para implementar la Convención, y si es posible, aportar datos científicos u otros relevantes que ayuden a clarificar las tendencias globales de las emisiones. Además, estas partes deberán especificar sus prioridades de desarrollo, objetivos y circunstancias bajo las cuáles realizarán actividades relativas

al cambio climático y sus impactos. Los países en desarrollo no tienen hasta ahora obligación de tomar medidas de mitigación y adaptación al cambio climático.

La Conferencia de las Partes (COP) es el órgano supremo de la Convención, es decir, es la máxima autoridad para la toma de decisiones; la COP está integrada como una asociación de todos los países miembros de la Convención. Adicionalmente, existen dos Órganos Subsidiarios: el Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico y el Órgano Subsidiario de Ejecución.

b) Protocolo de Kyoto

En la Tercera Reunión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Cambio Climático (COP-3), realizada en Kyoto en diciembre de 1997, se adoptó el llamado Protocolo de Kyoto, instrumento legalmente vinculante que establece compromisos más específicos de reducción y limitación de emisiones de gases efecto invernadero para los países del Anexo I de la Convención y un calendario determinado para cumplir dichos compromisos. El acuerdo principal fue la reducción conjunta –en al menos un 5%– de las emisiones de GEI para el período 2008–2012, comparadas con los niveles de 1990 (expresadas como emisiones de CO₂ equivalentes).⁹

Un punto importante fue la ampliación del listado original de gases a reducir: además de los gases principales como CO₂, CH₄ y N₂O, se incluyeron los hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs), y el hexafluoruro de azufre (SF₆). Otros aspectos importantes fueron la inclusión de los efectos de los cambios de uso del suelo, la transacción de emisiones entre los países y el establecimiento de un Mecanismo de Desarrollo Limpio, el cual permitirá a los países del Anexo I trabajar con otros países –incluidos los países en desarrollo– para reducir las emisiones y ganar créditos por tales acciones.

El Protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005.¹⁰ Los 141 países que han firmado emiten el 61,5% de los gases del planeta. Cabe destacar que algunos países pertenecientes al Anexo I no lo han firmado, como es el caso de Australia y de Estados Unidos.

⁹ Entre los compromisos individuales destacan: una reducción del 8% para la Unión Europea, 7% para Estados Unidos, 6% para Japón y 6% para Canadá, y aumentos para países en situaciones especiales, tales como Australia (8%) e Islandia (10%).

¹⁰ El Protocolo de Kyoto estuvo abierto para ratificación a partir de marzo de 1998, y su entrada en vigor estaba supeditada a que 55 países que dieran cuenta de al menos el 50% de las emisiones de CO₂ de las partes del Anexo I, lo hubieran ratificado. Con la ratificación de Rusia el 19 de noviembre de 2004 se logró ese requisito.

El Protocolo de Kyoto prevé tres "mecanismos de flexibilidad" para ayudar a los países desarrollados a reducir emisiones:

i) Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Permite a una entidad pública o privada de un país perteneciente al Anexo I financiar proyectos en un país en desarrollo (no Anexo I), que aseguren una reducción de emisiones o incremento de la absorción de GEI adicional a lo que "normalmente" se hubiera dado (requisito de adicionalidad). Estos proyectos deben, además de la reducción de emisiones, contribuir al desarrollo sustentable del país receptor de acuerdo con sus políticas nacionales de desarrollo. Los proyectos deben ser aprobados tanto por el país receptor como por el Consejo Ejecutivo del MDL. Entre otros campos de aplicación se encuentran el ahorro y uso racional de la energía; las energías renovables; la producción y distribución de electricidad; la eliminación de desechos, los biocombustibles y el cambio de procesos industriales. Estos proyectos generan créditos llamados Reducciones de Emisiones Certificadas (REC), los cuales pueden utilizarse para cumplir alguna meta de reducción de emisiones, venderse o guardarse para una utilización futura.

ii) Mecanismo de Aplicación Conjunta (MAC). Permite a los países del Anexo I (desarrollados) realizar proyectos específicos en otro de los países desarrollados, para alcanzar las metas que se propusieron en materia de reducción de emisiones y facilita el intercambio de tecnología entre dichos países.

iii) Comercio de Emisiones (CI). Permite a los países del Anexo I intercambiar entre ellos créditos resultantes de los proyectos realizados mediante el MDL y el MAC, así como Unidades de Absorción provenientes de proyectos de fijación de GEI. Las entidades públicas o privadas pueden participar en el intercambio internacional de derechos de emisión si su país es signatario del Protocolo de Kyoto.

Se espera que con esos mecanismos los países no incluidos en el Anexo I se encausen en una senda de mayor sustentabilidad a través de la transferencia de tecnología, al tiempo que los países incluidos en el Anexo I logren cumplir sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

c) Mayor conocimiento y conciencia global sobre el cambio climático

Una serie de estudios recientes han contribuido a sensibilizar instituciones, gobiernos y opinión pública internacional sobre la necesidad de tomar medidas más enérgicas vista la posible magnitud del cambio climático y el calentamiento global.

Entre dichos estudios destaca el de Schwartz y Randall (2003), que a solicitud del Departamento de Defensa de Estados Unidos, analiza el impacto de un cambio climático abrupto en la seguridad nacional de ese país. La idea que animó el estudio fue imaginar lo impensable. Los autores confirman que el aumento de gases efecto invernadero traerá el deshielo de los casquetes polares lo cual implicará un aumento de nivel del mar provocando la submersión de algunas zonas y la desertización de tierras. Sin embargo, van más allá pues consideran las posibles consecuencias de algunos de los encadenamientos de los sistemas naturales que pueden generar un círculo vicioso de calentamiento: las altas temperaturas secan los bosques, disminuye la capacidad de la tierra para absorber gases efecto invernadero y la temperatura aumenta. La degradación de los recursos naturales resulta catastrófica: a los incendios forestales incontrolables se suman la escasez de agua, energía y cosechas; a su vez la carencia de alimentos produce hambrunas y éstas epidemias; la escasez de agua, alimento y energía provoca conflictos sociales y debilitamiento de la gobernabilidad; en algunas regiones sucede lo contrario: el clima se enfría debido a la modificación de la circulación termohalina del océano profundo, lo cual amplifica la necesidad de energía y más emisiones.

Por su parte, Sir Nicholas Stern (2006) concluye consecuencias dramáticas en el plano económico, social y político. En un estudio elaborado por encargo del gobierno británico sobre los efectos económicos del cambio climático y el calentamiento global, el economista preconiza una acción inmediata por parte de la comunidad internacional ya que la inacción resultaría en desequilibrios económicos y sociales de una escala parecida a la de las grandes guerras y la Gran Depresión. Estima la necesidad de invertir el 1% del producto interno bruto (PIB) mundial para mitigar los efectos del cambio climático y en 20% del PIB mundial la recesión que resultaría de no realizar dicha inversión. Concluye también la imperiosa necesidad de establecer acuerdos sobre las acciones a seguir porque la CMNUCC y el Protocolo de Kyoto son útiles pero resultan insuficientes. Según Stern convendría estabilizar los niveles de gases de efecto invernadero en la atmósfera entre 450 y 550 partes por millón (ppm) de CO₂, de un nivel actual de 430 ppm y de 280 ppm antes de la revolución industrial. Concluye que lamentablemente no será posible hacerlo debido a la inercia de los procesos que dan origen a las emisiones y el lento avance tecnológico. Añade que sería factible estabilizarla entre 500 y 550 ppm a condición de actuar rápida y enérgicamente, pues de lo contrario el volumen de gases efecto invernadero se triplicará hacia finales del siglo, la temperatura aumentará en más de 5°C y las consecuencias serán desastrosas.

Stern también aborda el tema de la adaptación, que es la única repuesta disponible para poder sobrellevar las consecuencias que se producirán durante las próximas décadas, mucho antes que la humanidad se beneficie de las medidas de mitigación. El reto de la adaptación será más crítico en los

países en vías de desarrollo, ya que su vulnerabilidad y pobreza limitarán la capacidad de acción de los respectivos gobiernos. El autor define cuatro sectores claves para una política de adaptación eficaz, de mediano y largo plazo: i) información climática de alta calidad y métodos de gestión de riesgo que promoverán mercados eficientes; ii) planificación del uso de las tierras y normas de rendimiento que estimularían las inversiones en edificios y estructuras de larga duración, las cuales tengan en cuenta los efectos del cambio climático; iii) introducción de una política de largo plazo relativa a bienes públicos sensibles al clima, con inclusión de la protección de los recursos naturales, la protección costera y la separación para casos de emergencia, y iv) red de seguridad financiera para el sector social más pobre, con inclusión de seguros.

El cuarto informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre la Evolución del Clima (2007) detalla en tres entregas los aspectos científicos del sistema climático y la evolución del clima (Grupo I); la vulnerabilidad de los sistemas socioeconómicos y naturales a los cambios climáticos, las consecuencias ya perceptibles, la gravedad de los efectos futuros y la posibilidad de adaptarse a ellos (Grupo II); así como las estrategias para limitar las emisiones y la atenuación de los cambios climáticos (Grupo III).

En el primer capítulo del informe (febrero de 2007) se establece que el cambio climático existe y es real. Se confirma que la temperatura del planeta ha subido 0,74 grados centígrados entre 1906 y 2005 y predice para 2010 un aumento de 1,8° C a 4° C respecto del valor de 1990; como resultado el nivel del mar habrá aumentado entre 28 y 43 centímetros. También se confirma que las emisiones de CO₂ son las principales causantes del efecto invernadero, que los combustibles fósiles son la principal causa del aumento en la concentración de CO₂ en la atmósfera y que el sector del transporte es la fuente de emisiones que más rápidamente aumenta. Se prevé que de aquí al 2030 las emisiones de CO₂ aumentarán hasta en 110% a menos que se actúe de inmediato.

El segundo capítulo (abril de 2007) augura comportamientos climáticos cada vez más extremos, como la multiplicación de las olas de calor, las precipitaciones en el hemisferio Norte y el agravamiento de la sequía en el Sur. Entre 1.000 y 3.000 millones de individuos podrían verse afectados por la falta de agua. La extinción de numerosas especies y reducción de la diversidad de los ecosistemas será una constante. Si la temperatura promedio del planeta aumenta de 2° C a 3° C con respecto a 1990 podrían extinguirse entre el 20% y el 30% de las especies a lo largo de este siglo. América Latina será azotada por el incremento en la tasa de incidencia de enfermedades como el dengue o la malaria, habrá más huracanes, sequías, lluvias torrenciales, granizos y desertificación. Por lo pronto los eventos climáticos extremos han sido 2,5 veces más importantes entre 2000 y 2005 que en el período 1970-2000.

El tercer capítulo (mayo de 2007), sostiene que en las condiciones actuales las emisiones mundiales de gases con efecto invernadero seguirán aumentando, sin embargo, los esfuerzos que se hagan en los próximos 20 o 30 años serán cruciales para frenar y revertir ese aumento a un costo razonable. En la actualidad el nivel se sitúa en torno a 445 partículas de CO₂ por millón y evitar que suba pudiera frenar el alza de la temperatura en dos grados centígrados. Estima que estabilizar las concentraciones de CO₂ en la atmósfera entre 445 y 490 ppm podría contener el alza media de la temperatura entre 2 y 4 grados centígrados respecto del período preindustrial y costaría cerca del 3% del PIB mundial de aquí al 2030. En otro escenario, mantener el nivel de concentración entre 535 y 590 partículas por millón, costaría entre el 0,2% y el 2,5% del PIB mundial.¹¹ En cualquier caso para evitar efectos desastrosos a causa del cambio climático se deberá reducir entre un 50% y un 85% las emisiones en el horizonte de 2050.

Las soluciones potenciales pasan por la reducción de la quema de combustibles fósiles, el aumento de la eficiencia en los sistemas de abastecimiento y consumo de energía, un mayor aprovechamiento de la energía nuclear y fuentes renovables de energía; mejora de la gestión del suelo rústico y los bosques, con énfasis en la reforestación; el almacenamiento de CO₂. En relación con el comercio del carbono el informe establece que un precio de 50 dólares por tonelada de CO₂ puede contribuir a reducir entre el 27% y el 52% las emisiones de gas, mientras que si se fija a 100 dólares por tonelada, ayudará a que disminuyan hasta el 63%.

El cuarto informe de Perspectivas del Medio Ambiente Mundial GEO-4 (octubre de 2007), que es el último de una serie de informes claves del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, concluye que el cambio climático es una prioridad mundial que demanda voluntad política y liderazgo. Sin embargo se observa una notable falta de urgencia, y una deplorable e inadecuada respuesta mundial. Persisten problemas para los cuales las medidas existentes y los arreglos institucionales han demostrado sistemáticamente su insuficiencia. Se reconoce que atacar las causas subyacentes de las presiones ambientales frecuentemente afecta los intereses creados de grupos poderosos capaces de influenciar las decisiones políticas. En esas circunstancias la única forma de tratar con los problemas difíciles de manejar requiere trasladar al medio ambiente de la periferia al centro de la toma de decisiones: medio ambiente para el desarrollo, no desarrollo en detrimento del medio ambiente. Hoy el mundo como un todo vive mucho más allá de sus medios. La población humana es tan grande actualmente que la cantidad de recursos necesarios para sostenerla sobrepasa lo disponible. La demanda ambiental de la humanidad es de 21,9 hectáreas por

¹¹ Los países de la Unión Europea se han marcado el objetivo de mantener la concentración en torno al nivel de 530 partículas de CO₂ por millón.

persona mientras que la capacidad biológica de la Tierra es, en promedio, de sólo de 15,7 hectáreas por persona.

Para Latinoamérica y el Caribe la urbanización extensiva y no planificada, las amenazas a la biodiversidad y a los ecosistemas terrestres, la degradación costera y la contaminación marina, así como la vulnerabilidad regional al cambio climático son las principales prioridades de los problemas medioambientales esenciales de la región.

El Informe señala que los gobiernos están reconociendo cada vez más cómo el manejo ambiental está estrechamente ligado a la pobreza y la desigualdad. De ahí que un futuro sostenible exigirá importantes esfuerzos para construir una sociedad más igualitaria, pues hoy la región observa la desigualdad de ingresos más pronunciada. Se destaca que entre 1990 y 2004, el PIB en la región creció cerca de 2,9 % anual, notablemente menor que en las otras regiones en desarrollo y muy por debajo del 4,3 % necesario para cumplir con las Metas de Desarrollo del Milenio en la reducción de la extrema pobreza. Señala que para América Latina y el Caribe el mayor reto es el diseño de políticas que se dirijan al manejo sostenible, tanto de los activos naturales como los sociales. El medio ambiente aún no ha recibido la atención que requiere, de ahí que la sintonía con los acuerdos ambientales internacionales es un reto importante.

Se destaca que la contribución de América Latina y el Caribe al cambio climático es baja – un poco más de 5 % de las emisiones mundiales de CO₂ por parte de un poco más del 8 % de la población mundial– sin embargo sufre los estragos de ese fenómeno. La región tiene unos sistemas de información, observación y control, una capacidad para crear iniciativas y unos marcos políticos, institucionales y tecnológicos limitados para afrontar el cambio climático. En general tiene unos bajos ingresos y numerosos asentamientos están en áreas vulnerables. Se recuerda que bajo la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, los países de la región acordaron llevar a cabo actividades de atenuación y adaptación en los sectores de energía, transporte, agricultura y gestión de recursos y aumentar la capacidad de los sumideros de carbono.

3. Los objetivos de desarrollo del milenio ¹²

En seguimiento a la propuesta de reformas de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), en septiembre de 2000 se celebró la Cumbre del Milenio en la Sede de la ONU. 191 naciones adoptaron la Declaración del Milenio de las Naciones Unidas, documento que da instrucciones claras para la adaptación de la Organización al nuevo siglo. Este compromiso mundial busca alcanzar ocho objetivos para el año 2015: a) Reducir a la mitad la pobreza

¹² De acuerdo con información de la ONU (<http://www.un.org/spanish/millenniumgoals/>).

extrema y el hambre; b) lograr la enseñanza primaria universal; c) promover la igualdad entre los géneros y la autonomía de la mujer, d) reducir la mortalidad infantil; e) mejorar la salud materna; f) combatir el VIH/SIDA, el paludismo, la tuberculosis y otras enfermedades; g) garantizar la sustentabilidad del medio ambiente, y h) fomentar una alianza mundial para el desarrollo.

La imposibilidad de poder acceder a servicios energéticos modernos ha causado rezagos económicos, sociales y culturales en las poblaciones ya que les limita, entre otras cosas, la participación en cadenas modernas de producción, reduciendo los beneficios del comercio y la calidad de los servicios de educación y salud de calidad. El uso sostenible de los recursos energéticos tradicionales y el acceso a fuentes modernas de energía constituyen uno de los medios para mejorar la calidad de vida de los habitantes, especialmente en las comunidades rurales, por el apoyo directo a escuelas (objetivo 2) y centros de salud (objetivos 3, 4 y 5).

De igual forma, el documento justificativo y de seguimiento de las metas del milenio reconoce la necesidad de promover la eficiencia energética y una mayor utilización de los recursos renovables, como una forma efectiva para reducir las emisiones de carbono y conjurar la amenaza del recalentamiento de la atmósfera. Por ello recomienda seguir desarrollando tecnologías como las pilas de combustible, las turbinas eólicas, la energía fotovoltaica y la producción combinada de energía.

Uno de los problemas en la utilización de los recursos renovables es el referente a la explotación insostenible de los recursos hídricos. Las acciones recomendadas van en el sentido de aplicar estrategias de ordenamiento en los planos nacional y local, que incluyan sistemas de fijación de precios que promuevan la igualdad y la eficiencia. También hace referencia a la necesidad de impulsar una "revolución azul" de la agricultura encaminada a aumentar la productividad por unidad de agua y una mejor gestión de las cuencas hidrográficas y las llanuras aluviales.

4. Marco conceptual del desarrollo sustentable del sector energético

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) ha propuesto que el desarrollo humano es el proceso de ampliar la gama de opciones, brindándoles a las personas mayores oportunidades de educación, atención médica, ingreso y empleo, abarcando el espectro total de opciones humanas, desde un entorno físico en buenas condiciones, hasta libertades económicas y políticas. Estas dimensiones de desarrollo humano deben enmarcarse dentro de la noción de sustentabilidad enunciada por la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo para que adopten una referencia temporal y agreguen a esa noción un contenido más específico en lo que se refiere a las necesidades de las

generaciones presentes y futuras. Dicha Comisión definió el concepto de desarrollo sustentable como: "Un desarrollo que satisface las necesidades del presente sin menoscabar la capacidad de las futuras generaciones de satisfacer sus propias necesidades".

Es difícil enunciar de modo detallado las condiciones que debe cumplir el proceso de desarrollo para que se lo pueda calificar de sustentable. En esencia esto se debe a las dificultades de la ciencia para tratar la dinámica de sistemas complejos en condiciones de incertidumbre. Sin embargo, es evidente que la realidad actual de la población mundial y el manejo del ambiente natural se encuentran alejados de cualquier noción de sustentable.

Aunque no es fácil dar sentido operativo a las definiciones generales resulta factible discernir acerca del progreso hacia una mayor sustentabilidad en cada una de las principales dimensiones del desarrollo. Existe amplia aceptación en reconocer como dimensiones relevantes del desarrollo sustentable la libertad política, el bienestar económico, la equidad social y un medio ambiente sano y la conservación de los recursos naturales. Esas dimensiones se extienden en el espacio (terrestre, acuático y aéreo) y en el tiempo (presente y futuro).

Otra constatación a la luz de las experiencias internacionales es que no se espera que las trayectorias conducentes a una mayor sustentabilidad del desarrollo humano ocurran espontáneamente a través de las decisiones descentralizadas de los actores sociales o por la acción del mercado. Es necesario que existan políticas de Estado dirigidas expresamente a orientar aquellas decisiones descentralizadas y la operación de los mercados para que conduzca a la evolución de los sistemas económico, social, político y ambiental hacia senderos de mayor sustentabilidad. El Estado, manifestación de toda la sociedad y no solamente de las clases gobernantes, juega un papel crucial en ese proceso. Como el desarrollo ocurre en las personas y por extensión en la sociedad, la persona humana debe estar en el centro de las consideraciones y preocupaciones de las políticas públicas. En otros términos, la persona humana debe ser al mismo tiempo sujeto activo y objeto de la política del Estado.

Entre el abanico de políticas públicas las relacionadas con la energía revisten un carácter particular. Ello porque la energía constituye un elemento esencial para la vida del ser humano y es un insumo básico de todas las actividades productivas. De ahí que su disponibilidad haya tenido un papel central en el proceso de desarrollo de la humanidad. Su relación con el medio natural también es muy importante por los impactos negativos sobre suelos, agua, aire y biodiversidad, derivados del aprovechamiento de las distintas fuentes de energía. También tiene implicaciones en el plano de la política y la geopolítica, tal como testimonian embargos, disputas territoriales y conflictos militares alrededor de las fuentes de suministro y de

los puntos estratégicos por donde transitan los combustibles. Estas breves consideraciones ponen en evidencia los importantes vínculos de la energía con las cuatro dimensiones del desarrollo. De ahí deriva que la política energética puede contribuir de manera significativa a la sustentabilidad (OLADE/CEPAL/GTZ, 2003).

El desarrollo sustentable del sector energético, también conocido como sustentabilidad energética, es una noción que alcanza su sentido integral y completo cuando se refiere al aporte del sector energético al progreso económico, social, ambiental y político. Una estrategia energética compatible con el desarrollo sustentable supone el incremento equilibrado y simultáneo en esas cuatro dimensiones del desarrollo.¹³

Los países en desarrollo con mayores logros en materia de sustentabilidad son ejemplos que confirman la viabilidad de ese proceso, es decir, que es posible hacer avanzar el sistema energético para que sea más eficiente y productivo, menos vulnerable y más equitativo, menos contaminante y que utilice más recursos renovables, todo ello en una perspectiva de corto y largo plazo. Se debe reconocer sin embargo, que pueden existir conflictos entre objetivo y entre instrumentos de política energética, así como efectos no deseados.

Los grandes cambios implementados en los últimos años en los sistemas energéticos de muchos países en desarrollo, se han dado en el marco de las reformas originadas en gran medida por la amplitud y profundidad de los problemas macroeconómicos. Tales procesos de reestructuración económica resultaron de la necesidad de adaptarse a los cambios de las condiciones económicas mundiales. Algunos de esos cambios pusieron énfasis en el plano económico y descuidaron las otras dimensiones. Nunca es tarde para realizar ajustes y cambios orientados hacia el desarrollo sustentable. Para ello se necesita un gran esfuerzo de convencimiento y concertación.

La elaboración de las políticas desde una perspectiva de sustentabilidad debe nutrirse de las realidades locales o regionales. En la medida que se encuentren situaciones altamente sustentables en ciudades o regiones dentro de un país, el estudio de las mismas, así como de los instrumentos de política que resultaron conducentes, pueden servir de base para la elaboración de propuestas prácticas en otros casos.

Por último, debe recordarse que las constataciones que se han realizado a partir de los indicadores globales no significan

¹³ Con la finalidad de medir y analizar esa contribución se ha ideado un amplio conjunto de indicadores. Estos permiten evidenciar las características y vínculos entre sistemas energéticos, su trayectoria en el tiempo y su aporte al progreso. También muestran carencias y sugieren prioridades de la política energética. Dichos indicadores constituyen una valiosa herramienta, sin embargo presentan limitaciones para tipificar situaciones que tengan una interpretación válida y diferenciada, ello sin considerar que la noción de sustentabilidad sigue siendo objeto de debate.

que los elementos más importantes para el desarrollo sustentable deban necesariamente situarse o limitarse al plano global nacional. Muy por el contrario, puesto que el desarrollo económico y social afecta al ser humano en lo concreto (del mismo modo que la incidencia local de la mayoría de los daños ambientales de carácter local), el enfoque adoptado para la formulación de políticas debe plantearse en términos de la mejora del espacio vital de las personas. Este espacio está determinado por los estilos de consumo, producción y distribución locales; en estos ámbitos, el uso de la energía, en ciertos aspectos, está tomando una evolución preocupante.

II. SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN CENTROAMÉRICA

El punto de partida para la elaboración de diferentes escenarios del desarrollo energético centroamericano hasta el año 2020 es la situación económica y social en los seis países del Istmo Centroamericano, así como las instalaciones existentes del sistema energético. De relevancia es cuantificar el nivel de emisiones de gases efecto invernadero.

1. Situación económica y social

La actividad económica en el Istmo Centroamericano, durante el año 2006 alcanzó una tasa de crecimiento del 5,9%, la cual constituyó varios hitos importantes (CEPAL, 2007a). En primer lugar, fue superior al promedio de toda América Latina (5,3%) durante el año en referencia; en segundo lugar, fue la segunda tasa más alta en 30 años en la región centroamericana. Luego de un período de casi 10 años con bajas tasas de crecimiento del PIB, a partir del año 2003 la región comenzó a alcanzar tasas superiores, llegando a un valor extraordinario en el 2006.

Por su parte, el PIB per cápita regional tuvo un valor promedio de 2.618 dólares por habitante (a precios corrientes), mostrando tasas de crecimiento positivas desde el año 2002. Los dos países de mayor PIB per cápita son los que están geográficamente ubicados en el sur (Costa Rica y Panamá), habiendo ambos superado el nivel de los 5.000 dólares per cápita, medidos a precios corrientes. Un segundo grupo de desarrollo medio está constituido por Guatemala y El Salvador, con valores cercanos al promedio regional, es decir, la mitad del PIB per cápita del primer grupo. Finalmente, Honduras y Nicaragua conforman el tercer grupo, con valores alrededor de los 1.000 dólares (a precios corrientes) per cápita, la quinta parte de los indicadores del primer grupo. Este agrupamiento por parejas de países se ha mantenido históricamente (véase el gráfico 4).

La factura petrolera regional equivalió al 6,6% del PIB en 2006, indicador que ha mostrado una tendencia creciente en los últimos tres años (véase el gráfico 5). El impacto ha sido mayor en Nicaragua y Honduras, con valores ligeramente superiores al 12%, mientras que el resto de países conforman un grupo con valores alrededor del 6% del PIB. Estas diferencias guardan relación con el nivel de dependencia que tienen las economías nacionales en el uso de los derivados del petróleo, en particular para la producción de energía eléctrica.

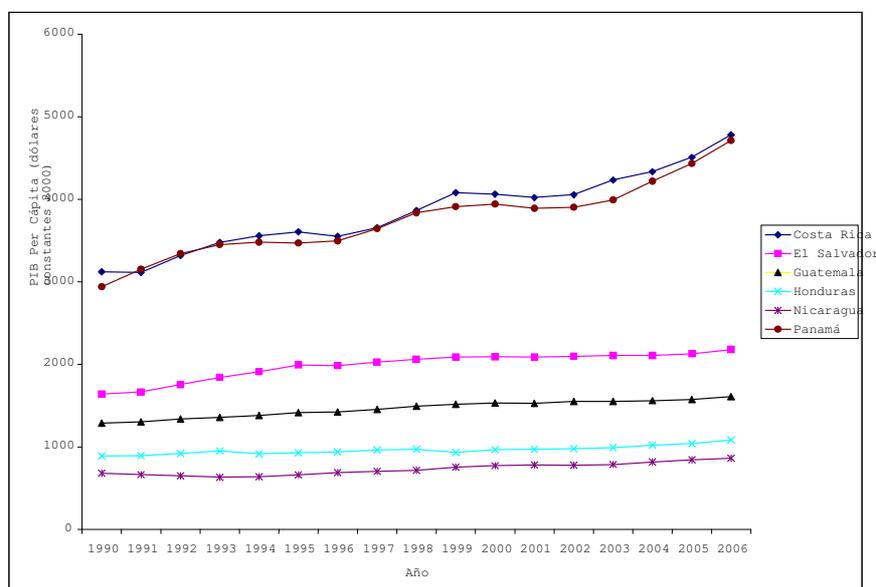
Analizando la parte social de los seis países centroamericanos, con datos del año 2004 (último disponible), el 52,7% de la población vivía bajo el nivel de pobreza, y el 30,5% bajo extrema pobreza (Hammill, 2007) (véase el gráfico 6). Estos

índices muestran diferencias notables entre los países, con un ordenamiento algo similar al del ingreso per cápita. Honduras (74,6%) y Nicaragua (69,3%) tienen los porcentajes mayores de población pobre, seguidos por Guatemala (56% dato de 2000) y El Salvador (47,5%). El último grupo de países lo conforman Panamá (31,7%) y Costa Rica (20,5%). A su vez, la incidencia de la pobreza es mayor en la población de las áreas rurales (63,7%). Estos valores de pobreza proporcionan una imagen clara del entorno social del sector energético centroamericano, particularmente con respecto al abastecimiento de energía.

Gráfico 4

ISTMO CENTROAMERICANO: PIB PER CÁPITA, 1990-2006

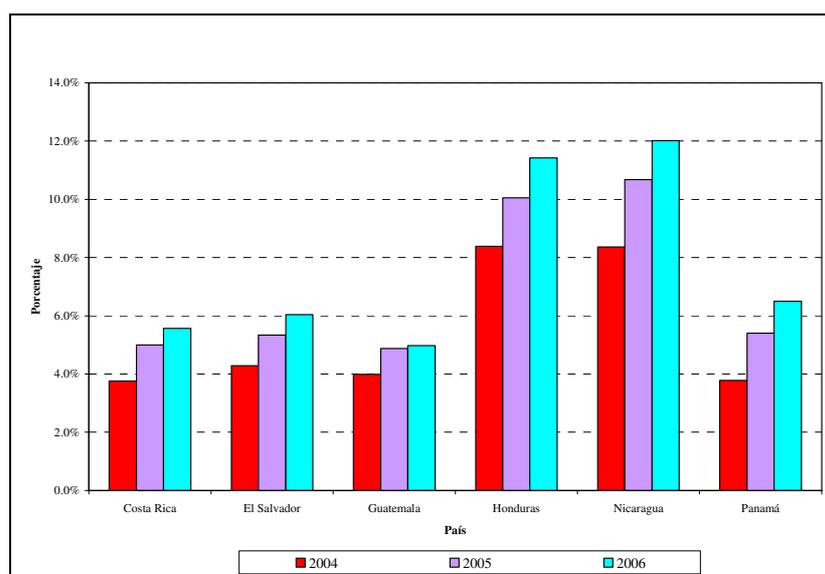
(Dólares constantes 2000)



Fuente: ECLAC (2007) CEPALSTAT, base de datos de Internet

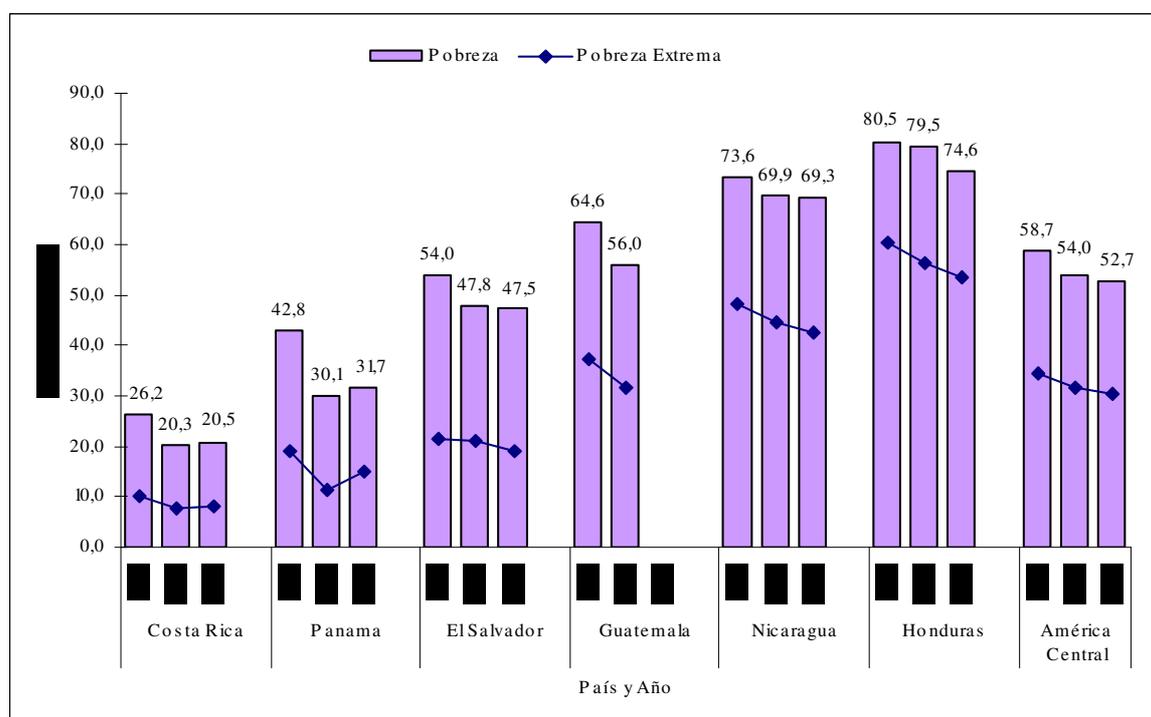
(<http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIngegrada.asp?idAplicacion=6&idioma=i>).

Gráfico 5

ISTMO CENTROAMERICANO: FACTURA PETROLERA
COMO PORCENTAJE DEL PIB, 2004-2006

Fuente: CEPAL, con cifras oficiales de los países.

Gráfico 6

ISTMO CENTROAMERICANO: NIVELES DE POBREZA Y POBREZA EXTREMA, 1980-2004


Fuente: Hammill, 2007.

2. Producción y consumo de energía en el Istmo Centroamericano

El consumo energético en el Istmo Centroamericano, resultado de la actividad económica mostrada anteriormente, se caracteriza por una alta dependencia en cuanto a los derivados del petróleo y la biomasa. La producción eléctrica, con una baja participación en el balance global, ha utilizado fuentes renovables y derivados del petróleo.

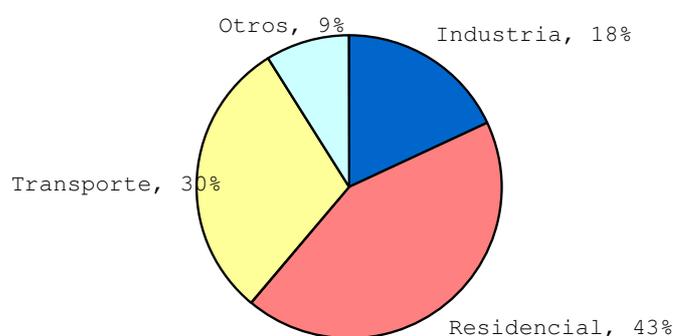
a) Balance energético regional

El balance energético del Istmo Centroamericano correspondiente al año 2006 fue estimado por la CEPAL con base al balance energético regional de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) del año 2005, así como a las publicaciones recientes de la CEPAL con las estadísticas de electricidad y petróleo del año 2006, y el consumo de leña en ese mismo año. De acuerdo con dichas estimaciones, los países centroamericanos alcanzaron un consumo final de energía de 158 Mbep,¹⁴ cubierto principalmente, en un 45%, por derivados del petróleo, 38% por biomasa, 12% por electricidad y 5% por otros. Con respecto al

¹⁴ Mbep es una unidad común utilizada para poder agregar la producción, el consumo, etc., de las diferentes fuentes de energía.

consumo sectorial, según el Sistema de Información Económica-Energética (SIEE) de la OLADE para el 2005, los dos sectores de mayor consumo energético en la región fueron el residencial con 43% (dentro del cual la leña representó 83%), y el transporte, con 30%, principalmente de derivados líquidos del petróleo (véase el gráfico 7). Ahora bien, únicamente con respecto al consumo total de derivados de petróleo, el sector transporte utilizó aproximadamente el 66%.

Gráfico 7
CONSUMO POR SECTORES, 2005



Fuente: SIEE, OLADE.

Finalmente cabe resaltar la utilización de nuevos combustibles o nuevas aplicaciones de combustibles convencionales. En particular el carbón mineral, combustible relativamente nuevo en la región, suministró 0,8% de las necesidades totales, destinado al sector industrial (no se incluye el carbón mineral utilizado en la producción de electricidad). En el caso de la industria cementera, varias instalaciones ubicadas en El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, se encuentran utilizando coque de petróleo.¹⁵ Por otra parte, el GLP, combustible tradicionalmente utilizado en forma prioritaria para la cocción, ha comenzado a ser utilizado como combustible automotor, en el transporte público o privado, con el fin de atenuar los altos precios de las gasolinas y diesel.

b) Subsector hidrocarburos

En Centroamérica, sólo Guatemala cuenta con una producción interna de petróleo, la cual se exporta casi en su totalidad por

¹⁵ Se trata de las instalaciones de un grupo cementero internacional.

la calidad del crudo obtenido.¹⁶ En consecuencia, la región es un importador neto de hidrocarburos. En 2006 se importó un total de 99.370.000 barriles de hidrocarburos, de los cuales 83% correspondió a derivados y únicamente 17% a crudos. La factura petrolera correspondiente a esta importación fue de 6.878 millones de dólares, 22% superior a la del año anterior. El valor de las importaciones de hidrocarburos es variable en cada país, como reflejo de las características específicas de su economía y sus alternativas energéticas. Guatemala fue el mayor importador, con un valor superior a los 1.700 millones de dólares, 26% del total de la subregión. En un rango intermedio de entre 1.000 y 1.300 millones de dólares, se ubicaron Costa Rica, El Salvador, Honduras y Panamá. Por su parte, Nicaragua fue el menor comprador (645 millones de dólares).

La participación del valor de dichas importaciones con respecto al valor de las exportaciones centroamericanas descendió, entre 1990 y 1998 (de 10,7% a 6,2%, respectivamente), y se incrementó posteriormente hasta alcanzar 17,1% en 2006. En adición hay que considerar que se presentan diferencias sustanciales por país: Panamá tuvo el menor índice en 2006 (8,6%), seguido de Costa Rica (11,1%), El Salvador (22,1%), Honduras (27,7%), Nicaragua (27,8%) y Guatemala (34,4%).

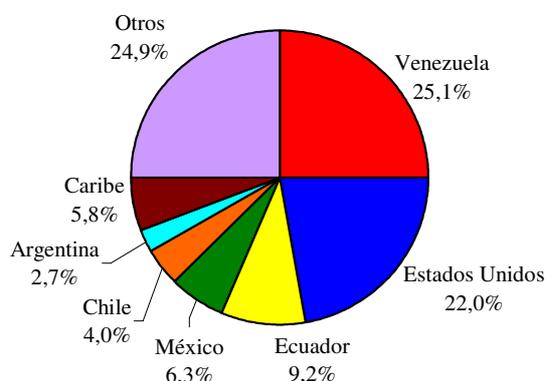
Del total de derivados y petróleo crudo importados por el Istmo Centroamericano en 2006, las dos principales fuentes fueron Venezuela con 25,1%, y Estados Unidos con 22% (véase el gráfico 8). Es interesante el suministro de crudo y derivados de los países sudamericanos directamente desde el Pacífico (Ecuador, Perú y Chile), que en su conjunto significaron 13,7% de los suministros de la región. El total de suministros de países suramericanos alcanzó el 44,8% en el año 2006, inferior al del año previo.

Gráfico 8

ORIGEN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS TOTALES, 2006

(Barriles)

¹⁶ Belice es también un exportador de petróleo de muy buena calidad. Sin embargo no fue incluido en este análisis.



Fuente: CEPAL (2007b).

El consumo total de derivados del petróleo en 2006 fue de 97,6 millones de barriles, lo que representó un crecimiento de 3% con respecto al año anterior. El consumo final de derivados de petróleo en la industria, el transporte y el uso doméstico alcanzó un poco más de 79 millones de barriles. El mayor mercado lo constituyó Guatemala (27%), seguido por Costa Rica (17%), El Salvador (16%), Panamá (15%), Honduras (13%) y Nicaragua (9 %) (véase el cuadro 1). Adicionalmente, la producción de electricidad consumió 18,4 millones de barriles de derivados. 88% de los combustibles correspondieron al bunker y 10% al diesel. Cabe destacar que el mayor consumo de derivados para la producción eléctrica se registró en Honduras (28%) y Guatemala (23%), seguido de Nicaragua (18%), Panamá (16%), El Salvador (9%) y Costa Rica (6%).

La capacidad total de refinación del Istmo Centroamericano es de 96.900 barriles por día (bpd), divididos en 37.000 bpd en Costa Rica, 30.600 bpd en Nicaragua y 29.300 bpd en El Salvador. La capacidad de almacenamiento en derivados de petróleo ha experimentado un crecimiento importante. En general todos los países cuentan con una capacidad de almacenamiento aceptable, tanto para crudos como para derivados. En cuanto al transporte de derivados por ductos, sólo Costa Rica cuenta con un sistema de poliductos desde su refinería hasta los centros de consumo.

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO, 2006

(Miles de barriles)

	Consumo total	Consumo final	Generación eléctrica
Total	97 634	79 199	18 436

Costa Rica	16 776	15 696	1 080
El Salvador	15 433	13 756	1 678
Guatemala	26 238	21 982	4 256
Honduras	14 981	9 841	5 140
Nicaragua	9 144	5 850	3 294
Panamá	15 063	12 074	2 988

Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales.

En 2006 participaron en el segmento de refinación/importación alrededor de 35 empresas (entre nacionales, regionales y multinacionales), ¹⁷ de las cuales 17 operaron en Guatemala, 13 en Honduras, 10 en El Salvador, siete en Nicaragua, seis en Panamá y una en Costa Rica. Se reportaban 3.005 estaciones de servicio en toda la región. El mayor número corresponde a Guatemala (1.122), seguido por Panamá (489), Honduras (446), El Salvador (387), Costa Rica (336), y Nicaragua (225). Debe subrayarse la entrada de un gran número de estaciones de bandera blanca en Guatemala y El Salvador, y en menor escala en Panamá.

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

c) Energía eléctrica

A fines del año 2006, la capacidad instalada de generación eléctrica del Istmo Centroamericano alcanzó 9.369 megavatios (MW), compuesta por 4.184 MW (45%) de plantas térmicas a base de combustibles fósiles (bunker y diesel, carbón), 4.081 MW (44%) de centrales hidroeléctricas, 433,4 MW (4%) de plantas geotérmicas, 602,6 MW (6%) de centrales de cogeneración con bagazo y 69 MW (1%) de plantas eólicas. Por lo que respecta a la propiedad, 61% correspondió a capacidad instalada privada y 39% a capacidad pública, aunque para esta estimación se han incluido como privadas dos plantas mixtas que mantienen participación pública minoritaria en su capital social.

Costa Rica registró 2.095,7 MW de capacidad instalada, seguido de Guatemala con 2.039,1 MW, Honduras con 1.588 MW, Panamá con 1.582,3 MW, El Salvador con 1.312,8 MW y Nicaragua con 751,2 MW (véase el cuadro 2). En hidroelectricidad, la mayor capacidad instalada se encuentra en Costa Rica, con 1.411 MW, mientras que Nicaragua sólo tiene 104 MW. Los demás países cuentan con capacidades intermedias. En geotermia, Costa Rica, El Salvador, Nicaragua y Guatemala cuentan con centrales de producción eléctrica; correspondiendo nuevamente al primer país la mayor capacidad instalada, con 166 MW. En aprovechamiento de la energía eólica, sólo Costa Rica dispone de 69 MW. En cogeneración, Guatemala cuenta con 306 MW, seguido por Nicaragua, El Salvador y Honduras con capacidades menores. En Costa Rica la cogeneración es marginal.

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD INSTALADA, 2006

(MW)

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Total	9 369,1	2 095,7	1 312,8	2 039,1	1 588,0	751,2	1 582,3
Hidroeléctrica	4 080,8	1 411,5	472,6	742,9	502,9	104,4	846,5
Geotérmica	433,4	165,7	151,2	29,0	0,0	87,5	0,0
Eólica	68,6	68,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cogeneración	602,6	24,0	85,5	306,5	59,8	126,8	0,0
Térmica	4 183,8	426,0	603,5	960,7	1 025,3	432,5	735,8

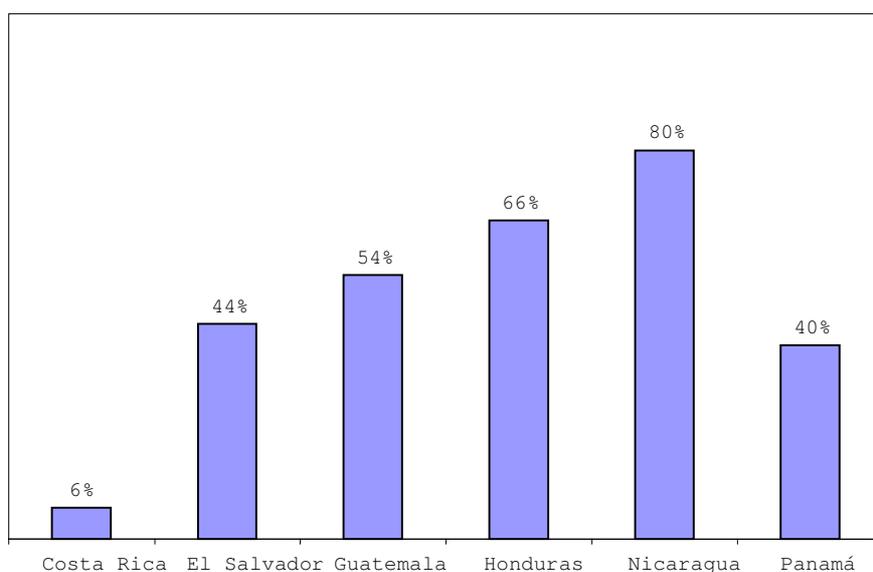
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

La generación neta total en el Istmo alcanzó 36.380,2 GWh en el año 2006. Costa Rica y Guatemala presentaron la mayor participación (21% y 23%, respectivamente), seguidos por Honduras (17%), Panamá (16%), El Salvador (14%), y Nicaragua (9%).

En general, Centroamérica se muestra como una región cuyas energías renovables superan a las que utilizan hidrocarburos en la generación eléctrica, ya que de la generación neta total en 2006, 49% correspondió a la generación hidroeléctrica, 7% a la geotérmica, 3% a la cogeneración y un poco menos de 1% a la eólica, para un total de 60%. El resto correspondió a plantas termoeléctricas a base de combustibles fósiles. Sin embargo, el impacto de las energías renovables difiere entre países. Se observa un claro predominio de éstas en Costa Rica, donde la generación térmica alcanzó únicamente 6% de la generación, mientras que en Nicaragua fue el 80%. Los otros países tuvieron participaciones intermedias (véase el gráfico 9). Aunque las fuentes renovables continúan con una participación mayoritaria en el abastecimiento eléctrico de la región, dicha participación ha mostrado una preocupante tendencia a la baja (véase el gráfico 10), como resultado de los procesos de reforma de la industria eléctrica en dichos países.

Gráfico 9

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN TÉRMICA, 2006



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

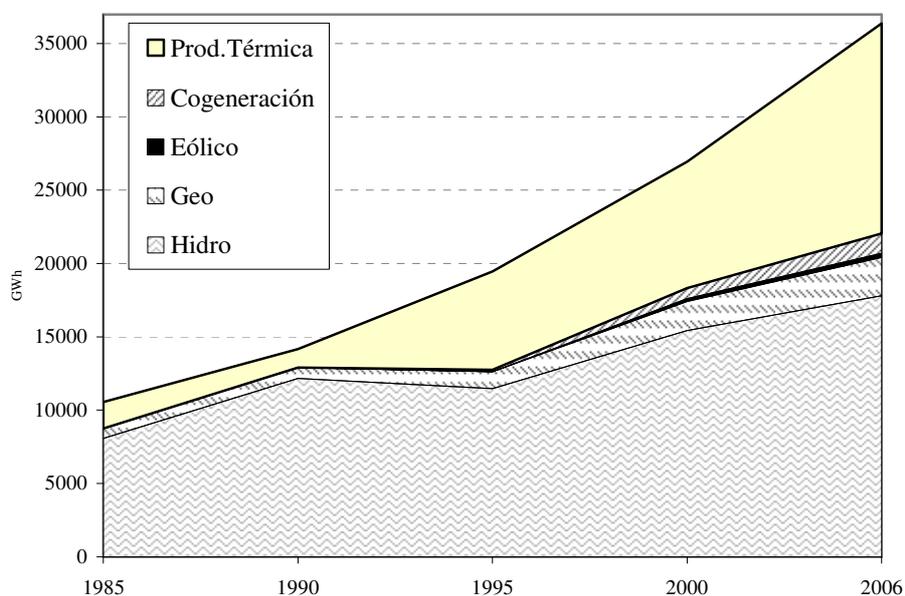
Prácticamente todos los países importaron y exportaron electricidad en 2006, aunque algunos fueron deficitarios, como, Costa Rica, Nicaragua y El Salvador, y otros superavitarios, como Guatemala, Honduras y Panamá.

Las ventas totales de electricidad para el 2006 por país fueron de 7.820 GWh en Costa Rica, seguido por Guatemala (6.113 GWh), Panamá (4.935 GWh), El Salvador (4.794 GWh), Honduras

(4.511 GWh) y Nicaragua (2.052 GWh). La mayor parte corresponde a ventas reguladas de electricidad, mientras que las no reguladas o libres tuvieron la mayor participación en Guatemala (véase el cuadro 3).

Gráfico 10

**ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES
RENOVABLES EN LA PRODUCCIÓN TOTAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA, 1985-2006**



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: VENTAS DE ELECTRICIDAD, 2006
(GWh)

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Total	30 225	7 820	4 794	6 113	4 511	2 052	4 935
Reguladas	27 082	7 820	4 287	3 772	4 431	1 886	4 885
No reguladas	3 143	-	507	2 341	80	166	50

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Durante los últimos años todos los países han observado una disminución de sus márgenes de reserva en la capacidad de generación, los que han llegado a valores críticos durante los períodos de estiaje, así como durante las salidas (programadas o forzadas) de las centrales generadoras principales. Se trata de una situación generalizada en la región, que sumada a las debilidades de los sistemas de transmisión nacionales (principalmente en Nicaragua y Costa Rica), han limitado las posibilidades de comercio, registrando las transacciones regionales mínimos históricos. Consecuencia de lo anterior, varios países han registrado racionamientos menores.

En Nicaragua se ha presentado una situación particular, en donde una situación de iliquidez financiera ha provocado una crisis de abastecimiento eléctrico de grandes proporciones. En el año 2006 hubo un fuerte incremento en los niveles de racionamiento, llegando a 88 GWh, valores que no se experimentaban desde hace 15 años. Esta situación se produjo particularmente en un país (Nicaragua, con 77 GWh).¹⁸

El índice de electrificación de los países centroamericanos en el año 2006 muestra valores contrastantes. Costa Rica es el país con mayor cobertura (98.3%); le siguen Panamá (87,1%), Guatemala (83,1%), El Salvador (83,4%), Honduras (71,2%) y Nicaragua (55%).

Las pérdidas de transmisión y distribución en todo el Istmo alcanzan un total de 16,2%, pero los niveles por país oscilan desde 9,5% en Costa Rica, 12,4% en El Salvador, 13,7% en Panamá, 16,9% Guatemala, hasta los valores excesivamente altos en Honduras, 25%, y Nicaragua, 28,8%.

En 2006 participaron 267 actores en toda la cadena de suministro de la industria eléctrica, desglosados en 148 en producción, siete en transmisión, 18 en comercialización, 39 en distribución y 71 grandes consumidores. En el área de producción sobresalen Costa Rica y Guatemala con 37 empresas cada uno, les siguen Honduras y Panamá con 29 y 19 cada uno, El Salvador con 15, y Nicaragua con 11. En el segmento de comercialización sólo El Salvador y Guatemala cuentan con empresas en esa actividad. Por su parte, en el área de grandes consumidores, Guatemala es el líder regional, con 43, muy por arriba de los otros países, que tienen menos de 12 (Costa Rica no cuenta con esta categoría de grandes consumidores, como agente de mercado). En número total de actores en toda la cadena de la industria eléctrica, Guatemala está primero, con 104, seguido por Costa Rica con 40, Panamá con 34, Honduras con 30, El Salvador con 31 y Nicaragua con 28.

Al nivel de tarifas reguladas en el sector residencial, Costa Rica y Honduras tuvieron los valores menores, seguidos por Guatemala, El Salvador y Nicaragua, siendo Panamá el país con mayor tarifa. Estos valores incluyen los subsidios pero no otras tasas y sobrecargos (CEPAL 2007c).

d) Biomasa

El uso de la biomasa como fuente de energía en Centroamérica ha ocupado históricamente un lugar importante, lo cual se puede constatar con las cifras de la OLADE. Comprende leña, productos de caña y otros residuos biomásicos. Para mejorar la confiabilidad de los datos del consumo de leña en Centroamérica, la CEPAL encomendó una investigación con objeto de considerar los

¹⁸ En los primeros meses del año 2007, en Costa Rica se presentó una situación de racionamiento de energía eléctrica durante cuatro días, algo que tampoco se había visto desde hace muchos años.

recientes estudios nacionales sobre consumo unitario realizados en Costa Rica, Nicaragua y El Salvador, y la proyección de consumo de biomasa en el primero (Díaz, 2007).

Un resultado importante fue la disminución del consumo de leña en Centroamérica, comparado con la base de datos de la OLADE, que ha sido tradicionalmente la única fuente de información.¹⁹ De forma que en el año 2005, el estudio de la CEPAL reporta un consumo de leña de 52 Mbep, mientras que la base de datos de la OLADE reporta 59 Mbep. Para el año 2006, no se cuenta aún con el balance de la OLADE; la cifra de consumo de leña reportado por el estudio de la CEPAL es de 53 Mbep. La magnitud relativa de la biomasa se puede medir si se compara con las importaciones de derivados del petróleo, las cuales fueron de aproximadamente 80 Mbep en ese año. El sector que emplea mayoritariamente la biomasa es el sector residencial; en 2006 este sector consumió 96% de la leña producida, mientras que la industria utilizó únicamente 4%.

Estas cifras deben manejarse con precaución, por el tipo de datos que se trata. Todavía faltan estudios de consumo de leña en Guatemala, Honduras y Panamá, para mejorar la confiabilidad de los datos. Es especial en el primer país, por ser el mayor consumidor de leña en la región.

3. Emisiones por consumo de derivados del petróleo en Centroamérica

La producción y consumo de combustibles fósiles en sus diversas opciones (como carburantes en el sector transporte, en la producción de energía eléctrica, como combustibles en los procesos industriales y en el consumo final en otros sectores), producen diferentes impactos. Entre ellos se puede mencionar, a nivel local, la contaminación en áreas urbano-industriales, a nivel regional, la lluvia o deposición ácida, y a nivel global, el cambio climático. Todas estas externalidades representan costos no incorporados a los precios de mercado de los combustibles, lo que distorsionan las decisiones económicas óptimas con respecto al sector energético.

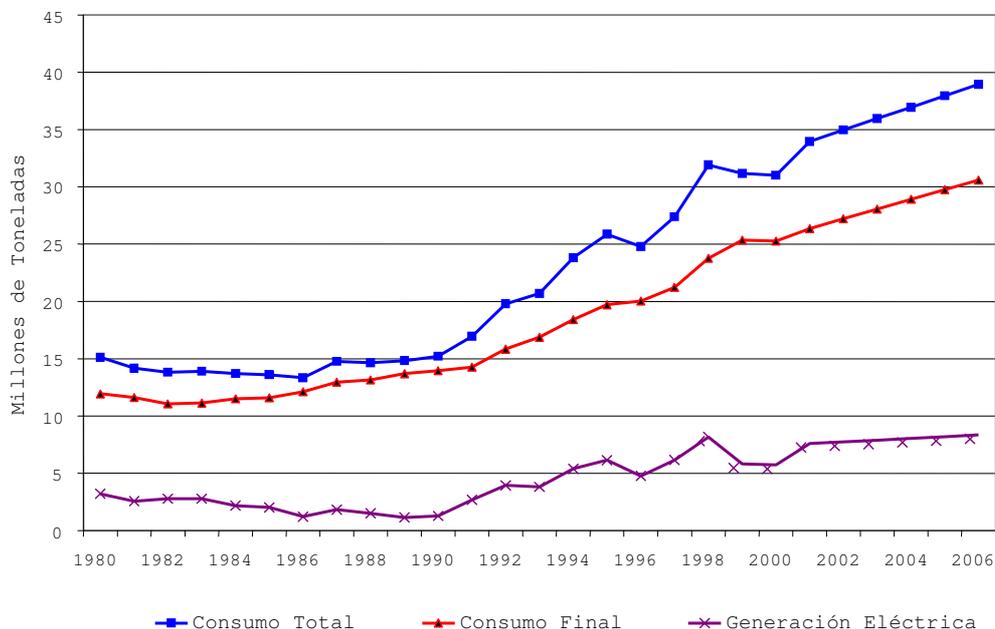
Durante el año 2006, el total de las emisiones en la región por consumo de derivados del petróleo fue de 38 millones de toneladas de CO₂, 1,2 millones de CO, 272.000 de NO_x y 166.000 toneladas de SO₂. Por su mayor consumo total de derivados, Guatemala es el principal emisor de contaminantes, mientras que Nicaragua ocupa el último lugar. Para este fin se utilizaron los factores de emisión del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés).

¹⁹ Véase el Sistema de Información Económica-Energética (SIEE) de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Entre 1980 y 2006, el consumo total de derivados del petróleo (consumo final para los sectores económicos más consumo para la producción de electricidad), se multiplicó por 2,58 (2,57 para el primero y 2,62 para la producción de electricidad). Por consiguiente, las emisiones de CO₂ aumentaron durante el período en análisis en un factor de 2,5, el CO en 2,8, el NO_x en 2,6 y el SO₂ en 2,18 (véase el gráfico 11). Durante el período 1980-1990, las emisiones al comienzo y al final fueron iguales, sin embargo, a partir de 1991 se dio un incremento significativo, debido al fuerte aumento del consumo final de derivados. Por su parte, el consumo de combustibles para generación eléctrica ha presentado también una tendencia creciente, debido a la instalación prioritaria de centrales térmicas en los países.

Gráfico 11

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN EMISIONES DE CO₂ POR CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO, 1980-2006



Fuente: CEPAL, con base en cifras oficiales.

Conviene mencionar que en la región no se han hecho estudios para determinar la concentración de contaminantes primarios y secundarios por la producción de electricidad o la refinación de crudos, en las zonas geográficas circundantes. Asimismo, no se han llevado a cabo estimaciones de los costos externos producto de las emisiones de dichas actividades energéticas.²⁰

4. Deficiencias en el suministro energético

El sistema de abastecimiento energético centroamericano presenta una serie de deficiencias, que disminuyen la eficiencia técnica y económica del suministro, aumentando los precios para los consumidores finales.

²⁰ En México, la CEPAL y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) han llevado a cabo dos estudios sobre externalidades, el primero relacionado con la generación termoeléctrica en ese país, y el segundo, un análisis de dos sitios con problemas ambientales por la actividad energética. En ambos casos se analizó el cumplimiento a las normas ambientales de concentraciones máximas de los contaminantes primarios, y se estimaron los costos externos por efectos en la salud de las poblaciones circundantes a los centros energéticos.

a) Industria eléctrica

i) Falta de instalación de nuevas centrales de generación.
La construcción de nuevas centrales de producción eléctrica, principalmente de capacidades mediana y grande (tanto con base en recursos naturales, como termoeléctricas de mayor eficiencia), muestra un retraso en todos los países de la región. Entre los factores que explican esta situación se puede mencionar la falta de mecanismos adecuados en las regulaciones aprobadas en la década anterior, en especial lo relacionado con la figura de contratos de largo plazo o mecanismos de mercado con instrumentos alternos que dieran las señales adecuadas para el suministro en el largo plazo. Esta situación se ha venido subsanando, mostrando avances significativos en Panamá, y en menor medida, en El Salvador y Guatemala.

Otros temas importantes son la existencia de empresas distribuidoras monopsónicas o con eventual poder de mercado, y la complejidad en la ejecución de proyectos, en particular los hidroeléctricos, tanto para inversionistas privados como públicos, aunado a la falta de nuevos esquemas de financiamiento para este tipo de centrales. En el caso de Nicaragua ha incidido en particular los problemas institucionales del mercado eléctrico nacional. En Costa Rica se debe mencionar ciertos vacíos legales existentes, en especial los relacionados con la posibilidad de ampliar los plazos y dar nuevas concesiones de agua (lo que ha dejado al sector privado y la CNFL parcialmente limitados en la construcción y operación de hidroeléctricas, no así a las cooperativas y empresas municipales); criterios de planificación muy optimistas para sistemas predominantemente hidroeléctricos²¹ y posibles fallas en la licitación y contratación de nueva generación, esto aunado a las restricciones macroeconómicas que restringieron la capacidad de inversiones del ICE. Los casos de Honduras y Nicaragua pueden considerarse como casos especiales, en donde una serie de factores, algunas veces de naturaleza política, no han permitido avanzar con los procesos de reforma previstos en los respectivos marcos legales y regulatorios, obligando al Estado a intervenir en la contratación de nueva generación, generalmente, bajo situaciones de emergencia para evitar o reducir crisis de abastecimiento eléctrico.

En el caso de nuevas centrales hidroeléctricas, en algunos países se han presentado serios problemas con las comunidades, como resultado de un rechazo social generalizado. La construcción de algunas plantas hidroeléctricas dejó en el pasado un fuerte pasivo con las poblaciones afectadas, de forma que el tema se ha convertido en una barrera para el manejo social de nuevos proyectos.

²¹ Particularmente lo relacionado con los márgenes de reserva del sistema y la confiabilidad de plantas termoeléctricas sumamente viejas, cuyo retiro es difícil de aceptar por parte del regulador y la entidad fiscalizadora (la Contraloría).

ii) Necesidad de refuerzos de las redes nacionales de transmisión. Las redes de transmisión nacionales presentan debilidades casi en toda la región, en particular en Honduras, Nicaragua y Costa Rica. Algunos refuerzos son necesarios como parte del proyecto SIEPAC y otros por necesidades y retrasos acumulados en los programas de inversión nacionales.

iii) Rigidez en el mercado eléctrico para las fuentes renovables. Los proyectos de fuentes renovables requieren de contratos de largo plazo con las empresas distribuidoras y los grandes consumidores, a fin de obtener los financiamientos apropiados, dado los largos períodos de construcción, en particular las centrales hidroeléctricas y geotérmicas. Aunque los contratos de largo plazo ya son aceptados en varios mercados mayoristas de electricidad, no existen los mecanismos de mercado que incentiven este tipo de negociación, de forma que no se perciben buenos compradores de contratos de largo plazo. Recientemente Panamá, Guatemala y El Salvador han aprobado medidas para subsanar esta deficiencia, como es el caso de nuevas leyes de promoción de las fuentes renovables y la reglamentación de los contratos de largo plazo.

iv) Competencia incipiente en los mercados mayoristas de electricidad. Debido a la existencia de muchos contratos tipo PPA, firmados al inicio de la reforma de la industria eléctrica en muchos países, la franja del consumo restante para que las plantas existentes compitan es muy débil. Por otra parte, aunque los mercados mayoristas están trabajando en forma bastante eficiente en el corto plazo, sin posiciones dominantes de los actores principales, en el segmento de la oferta estos mercados nacionales deberán hacer ajustes para acoplarse al Mercado Regional del SIEPAC. El vencimiento de los contratos PPA (que sucederá principalmente en el período 2009–2014) aunado al crecimiento del mercado regional de electricidad, favorecería la entrada de nuevos actores, en el supuesto que los entes reguladores tomen las previsiones y plazos para programar y supervisar procesos licitatorios competitivos.

v) Falta de financiamiento para electrificación rural en algunos países. El grado de cobertura eléctrica en Honduras y Nicaragua es todavía muy bajo, mientras que en los otros cuatro países supera el 80%. En estos países ha existido falta de fondos para financiar proyectos de electrificación rural que permita aumentar el grado de cobertura eléctrica. Por otra parte, en Guatemala, los fondos o fideicomisos existentes se están agotando o son insuficientes para continuar incrementado la cobertura del servicio de electricidad. En el caso de El Salvador, existe un nuevo proyecto para electrificación de la zona norte del país.

vi) Altas pérdidas eléctricas en algunos países. También Honduras y Nicaragua presentan altas pérdidas eléctricas, precisamente los países con mayor participación porcentual de la generación termoeléctrica. Este problema está obstaculizando cada

vez con mayor intensidad la viabilidad financiera de algunas de las empresas de distribución en la región.

vii) Situación financiera de algunas empresas estatales de electricidad. La situación financiera de las empresas eléctricas estatales de algunos países es muy débil, como resultado de la utilización de sus ganancias para cubrir subsidios, por el alto nivel de las cuentas por cobrar (generalmente originado en las cuentas de gobierno) y/o los altos niveles de pérdidas técnicas y no técnicas. Falta encontrar formas eficientes para la focalización de los subsidios en los segmentos de la población más vulnerables, y al mismo tiempo mejorar las condiciones financieras de las empresas eléctricas.

b) Industria petrolera

i) Fuerte dependencia de los derivados del petróleo. En el año 2006, 45% del requerimiento energético de la región por consumo final (transporte, industria y residencial) fue aportado por los derivados del petróleo. De ese monto, casi 76% correspondió a las gasolinas y a diesel, utilizados en su mayoría para el transporte. Mientras que en la producción de electricidad, 40% utilizó combustibles fósiles. En los últimos 15 años la participación de los derivados del petróleo en el consumo final de la región aumentó, del 34% en 1990, a 45% en el 2006. La participación de la producción eléctrica con base en derivados líquidos del petróleo con respecto a la generación neta total ha aumentado considerablemente, de 9% en 1990 a 40% en el año 2006.

ii) Debilidad en infraestructura de transporte y almacenamiento de petróleo. El transporte de derivados en los países centroamericanos se realiza mediante camiones-cisterna, con excepción de Costa Rica. Existen centros de consumo, como las capitales o las zonas económicas importantes de los países, donde se podría justificar la construcción de poliductos con acceso abierto para efectuar el transporte de los diferentes productos petroleros. Con ello se reducirían los costos finales, con disminución de los impactos ambientales y de muertes en las carreteras por accidentes ocasionados por medios tradicionales.

Por su parte, la capacidad de terminales de almacenamiento se encuentra actualmente en niveles adecuados, pero con un alto grado de concentración, ya que son pocos los actores en este segmento. En aquellos países que cuentan actualmente con leyes de comercialización de hidrocarburos, salvo Nicaragua, no existe la figura de acceso abierto a las instalaciones, la cual permitiría a nuevos actores importar sus requerimientos de combustibles, con un aumento en la competencia en la industria. Durante los años 2006 y 2007 se han presentado serios problemas en Honduras y Nicaragua en el uso de terminales de almacenamiento, por parte de los respectivos gobiernos. Honduras no cuenta con ley de hidrocarburos, mientras que la ley de Nicaragua establece el uso

potencial por parte de terceros de las instalaciones que están disponibles y que no están siendo usadas por los titulares de licencias. Los interesados negociarían el precio del servicio de las capacidades disponibles con los propietarios u operadores. En ambos países, los respectivos gobiernos negociaron el suministro de petróleo con otros suplidores, con el fin de reducir el precio al consumidor final, pero se han enfrentado al problema de la falta de capacidad de almacenamiento, pues los propietarios no aceptan arrendar sus instalaciones.

iii) Estructuras poco competitivas en algunos mercados nacionales de petróleo. Diferentes estudios realizados por la CEPAL sobre la estructura de la industria petrolera en cada uno de los países de América Central han analizado los índices de concentración en los diferentes segmentos de la cadena de abastecimiento (CEPAL, 2006c). Al tomar en cuenta las participaciones de las diferentes empresas (multinacionales, regionales y nacionales) en la importación/refinación de hidrocarburos líquidos, en Nicaragua y Panamá se tendría una situación de firma dominante, mientras que en Guatemala, El Salvador y Honduras se daría una estructura de oligopolio fuerte. En el caso de Costa Rica, se observa una situación monopólica, mediante una empresa estatal. En el segmento de almacenamiento se tendría una situación muy similar por país. Mientras que en las ventas al detalle a los consumidores finales de combustibles líquidos, se presenta una situación oligopólica fuerte en varios países.

iv) Fragilidad centroamericana frente a problemas globales del mercado petrolero. Centroamérica es una zona netamente importadora de hidrocarburos, por lo que resulta evidente que la situación imperante en las zonas productoras de las cuales se abastece, o en las que se comercializa o transporta el petróleo y sus derivados, puede tener un efecto importante sobre el suministro requerido. Los acontecimientos de naturaleza política, económica o militar pueden afectar negativamente el flujo de petróleo crudo hacia las refinerías centroamericanas, o de los derivados hacia el mercado de consumo. En regiones como la Unión Europea y Estados Unidos, este riesgo se atenúa gracias a las reservas de petróleo que cada uno de los países mantienen. Sin embargo, en Centroamérica no existen planes, recursos financieros, ni infraestructura para realizar almacenamientos similares a fin de asegurar el suministro físico.

c) Biomasa

En cuatro países de la región existe una participación importante de la leña en la matriz de suministro energético utilizado principalmente en el sector residencial. De acuerdo con información de diferentes fuentes, se trata de Nicaragua, Guatemala, Honduras y El Salvador. Este alto consumo tiene un doble efecto: por una parte, un impacto en la calidad de vida de la población, y por la otra, compromete la sustentabilidad de la

producción de leña (SERNA, 2005), ²² ya que proviene en buena parte de la deforestación.

5. Aspectos institucionales del sector energía

a) Nivel nacional

Las reformas del sector energía que se llevaron a cabo en Centroamérica comprendieron procesos de liberalización de los mercados y privatización de casi todas las empresas públicas. Estos cambios no se aplicaron al sector eléctrico de Honduras, ni a los sectores eléctrico y petrolero en Costa Rica. En Guatemala, El Salvador y Nicaragua se mantuvieron las empresas de transmisión y de generación hidroeléctrica, mientras que en Panamá, el gobierno es aún dueño de 50% de las empresas privatizadas. Las reformas mencionadas también delimitaron las funciones del Estado en dos entes distintos. Por una parte, el ente normativo, responsable de las políticas energéticas del país, y por la otra, el ente regulador, a cargo de la regulación de la industria eléctrica en todos los países, y de la industria petrolera en Costa Rica y Honduras. En los países con mercados liberados de petróleo, las Direcciones Generales de Hidrocarburos o equivalentes han quedado a cargo de la supervisión de esta industria.

Al cabo de más de 10 años de los cambios en el sector energético, se constatan diferencias importantes en las instituciones nacionales. Al nivel normativo, todos los países cuentan con entes localizados dentro de los Ministerios de Energía, de Economía o de Industria y Comercio, o entes independientes, con la figura de Comisiones. Una característica de casi todas estas organizaciones es la falta de recursos adecuados para poder llevar a cabo sus funciones. En algunos países se llegó a dismantelar toda la capacidad de planificación energética existente previo a las reformas. Ello se traduce en la ausencia de estrategias o planes energéticos en algunos países, o la falta de una visión de largo plazo en un sector cuyas instalaciones requieren un largo período de madurez. La promoción del ahorro de energía y de las fuentes renovables, así como la reducción de la dependencia petrolera, la diversificación de la matriz energética nacional, y los procesos de sustitución entre combustibles, entre otros, son algunas de las tareas vitales a cargo de los entes normativos.

²² En este punto es importante diferenciar entre renovabilidad y sustentabilidad. La CEPAL ha adoptado el siguiente criterio: renovabilidad es un atributo de la fuente energética, mientras que la sustentabilidad es un atributo del uso de las diferentes energías. La porción sostenible de la leña comprende la recolección de ramas secas, tala de árboles a una tasa inferior a la regeneración natural, y tala de árboles, seguida por replantación de las especies cortadas. Véase CEPAL (2003b).

Por su lado, los entes reguladores de la industria eléctrica deben asegurar la sustentabilidad de los servicios en el largo plazo, velar por los derechos de los consumidores, lograr la eficiencia económica y la calidad de los servicios, y proteger el medio ambiente, entre otras tareas. En general, éstas son las instituciones que casi en todos los países cuentan con mayores recursos financieros para llevar a cabo sus tareas. Sin embargo, algunas leyes de la industria eléctrica establecieron funciones muy limitadas a los entes reguladores, que les han impedido ejercer un control de los diferentes actores. También se detecta cierta debilidad ante empresas o grupos de interés con gran poder económico.

De los países con mercados regulados de petróleo, Costa Rica y Honduras, en el primero el suministro de electricidad y combustibles es considerado servicio público y el ente regulador es el mismo para ambos. En el caso de los países con mercados liberados de petróleo, las Direcciones Generales de Hidrocarburos deben supervisar el funcionamiento adecuado de los mercados nacionales de derivados del petróleo, vigilar en forma sistemática la cantidad y calidad de los productos entregados por las estaciones de servicio, y llevar a cabo sondeos regulares de los precios finales de los derivados, para informar en los medios nacionales a los consumidores y dar seguimiento al grado de competencia en el mercado. Para estas funciones, las Direcciones de Hidrocarburos o los entes reguladores de la industria petrolera, requieren de presupuestos adecuados para poder contar con el personal especializado mínimo necesario, adquirir revistas con información diaria de los mercados petroleros internacionales, y desarrollar las campañas de supervisión mencionadas. No es posible pretender supervisar una industria petrolera que importa casi 7.000 millones de dólares al año con instituciones carentes de los recursos necesarios. Con la entrada del GLP automotor y el gasohol, la diversificación de la matriz energética en el corto plazo implicará mayores responsabilidades para dichas instituciones.

Adicionalmente, en la mayoría de los países se percibe una debilidad de las direcciones generales de hidrocarburos, ante empresas y grupos de interés muy poderosos: empresas multinacionales, gremios de transportistas y de estaciones de servicio. Un punto clave es el apoyo político a las gestiones emprendidas en el pasado por dichas direcciones. La experiencia ha demostrado que, a pesar de contar con el respaldo de los responsables directos, los ministros responsables de este subsector están expuestos a fuertes presiones políticas, diplomáticas, gremiales, populares y otras. Ello ha permitido que en algunos países las empresas petroleras hayan conseguido beneficios que no hubieran podido obtener en un mercado con mayor nivel de competencia.

En mercados tan concentrados, con una industria tradicionalmente propicia para los cárteles y las colusiones, el Estado debe contar con leyes antimonopólicas para la defensa del bienestar de la sociedad. En este sentido, las comisiones

encargadas de aplicar dichas leyes también deben disponer de los recursos y la autonomía necesarios. En América Central, cinco países cuentan con estas herramientas, dos de reciente creación. En el caso de Costa Rica, a pesar de contar con una ley de este tipo, la misma no tiene aplicación para el sector combustibles, debido a la existencia del monopolio estatal. La falta de una legislación adecuada o su correcta aplicación han favorecido en algunos países las colusiones entre las firmas existentes, o el mantenimiento de márgenes elevados con respecto a un mercado más competitivo. Un punto importante es la relación entre el ente regulador de la industria petrolera y la comisión de defensa de la competencia. La coordinación entre estas dos instituciones requiere de leyes claras al respecto y de una estrecha comunicación.

Comentario aparte merece el subsector biomásico, cuya institucionalidad fue abandonada desde hace más de una década. En la actualidad puede afirmarse que, por lo menos en cuatro países, no existe ninguna comisión o instancia, realizando seguimiento alguno de los recursos biomásicos, ni dentro del sector energía, ni tampoco dentro de las instituciones encargadas de los recursos forestales, el sector agrícola y el medio ambiente. Por las implicaciones sociales y ambientales involucradas, este tema debería ser retomado en forma seria y con carácter de urgencia.

b) Nivel regional

En el ámbito regional existen dos entes subsectoriales que forman parte del SG-SICA, como foro sectorial, creados hace más de 15 años. Recientemente los Jefes de Estado del SICA aprobaron la creación de la Unidad de Coordinación Energética Regional, dentro de la Secretaría General.

i) Subsector eléctrico. El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), fundado por las seis empresas eléctricas públicas existentes en 1979, fue el resultado de todo un proceso previo dirigido por el Grupo de Interconexión Eléctrica Centroamericana, coordinado por la CEPAL en México. Los estatutos del CEAC fueron aprobados y ratificados por los poderes ejecutivos y las asambleas de los seis países de la región. Está encargado de la cooperación, coordinación e integración, con la finalidad principal de lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los estados miembros, por medio de una eficiente, racional y apropiada generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica entre los países de América Central. Las empresas miembros del CEAC aportan una cuota anual para su funcionamiento. A partir de su creación, este Consejo ha venido adquiriendo un papel preponderante en la construcción de la integración eléctrica de la región. Participa activamente en la creación del mercado eléctrico regional, en el proyecto SIEPAC y en las interconexiones con México y Panamá. Adicionalmente realiza una serie de actividades de interés de sus empresas miembros. En su estructura se encuentra el Grupo de Trabajo para

la Planificación Indicativa Regional (GTPIR), quien es responsable de elaborar los estudios de planificación indicativa para la región, con la participación de todas las empresas miembro. Los estudios hechos por el GTPIR son de una alta calidad, lo cual permite su utilización en otros proyectos energéticos de la región.

ii) Subsector hidrocarburos. En 1991 se instauró el Foro Regional Energético para América Central (FREAC),²³ integrado por los ministros encargados del sector energético. Como resultado del foro se formalizó la creación del Comité de Cooperación de Hidrocarburos para América Central (CCHAC), en el que participan los responsables directos del subsector en cada país (directores generales de hidrocarburos o puestos equivalentes). Su objetivo fundamental es la integración regional en búsqueda de una gestión eficiente de los hidrocarburos en los estados miembros, y sus estatutos fueron aprobados por los ministerios.

En la práctica, el CCHAC ha venido funcionando gracias a la voluntad expresa de los Directores Generales de Hidrocarburos, en especial de aquellos funcionarios a cargo de la Secretaría *pro tempore* de dicho foro. El principal obstáculo con que cuenta es la falta de recursos de sus socios, lo que ha dificultado el cumplimiento de la agenda regional. A pesar de ello, ha logrado realizar una serie de estudios de mucho valor, gracias al apoyo que el CCHAC ha recibido de la CEPAL, la República Federal de Alemania, el BID, y recientemente, del Gobierno de Italia.

iii) Unidad de Coordinación Energética Regional de la SG-SICA. Durante la II Cumbre de la Iniciativa Energética Mesoamericana, realizada en República Dominicana, se aprobó la Declaración de la Romana, en que los Jefes de Estado y de Gobierno, o sus representantes, instruyeron a los ministros de energía a crear una unidad de coordinación del sector energético en la SG-SICA. Posteriormente, durante la XXVIII Reunión Ordinaria de Jefes de Estado y Gobierno de los países del Sistema de Integración Centroamericana, llevada a cabo en Ciudad de Panamá, Panamá, en julio de 2006, se instruyó a los Ministros de Energía a realizar una reunión en la que se tratara el tema de la creación de la Unidad de Coordinación del Sector Energético del SICA, en la Secretaría General. Posteriormente, en la Declaración de San José, nombrada "Hacia el fortalecimiento de la institucionalidad regional", los Jefes de Estado y de Gobierno de los países del SICA, reunidos en la XXIX Cumbre Ordinaria, comprometidos con el espíritu, principios y propósitos de la integración centroamericana, reconocieron la importancia de esta unidad de coordinación energética y solicitaron el apoyo del BID y la Sede Subregional de la CEPAL en México. Esta reunión se llevó a cabo en San José, Costa Rica, en diciembre de 2006.

²³ Este foro regional no tuvo actividad alguna durante muchos años. Ha sido sustituido por la Reunión de Ministros de Energía, dentro del Sistema de Integración Centroamericano (SICA), la cual ha tenido mucha actividad en los años recientes.

En cumplimiento del mandato de la Cumbre de Presidentes, en la III Reunión de Ministros de Ambiente y Energía, realizada en Ciudad de Panamá, en octubre de 2006, los Ministros o Responsables del Sector Energético del SICA, emitieron la Resolución mediante la cual se creó la Unidad de Coordinación Energética en la SG-SICA.

La decisión de los Jefes de Estado y Gobierno de los países del SICA ha sido sumamente importante, va en la dirección de fortalecer la integración centroamericana, pues viene a llenar un vacío que existía en el tratamiento del sector energético a nivel regional. La creación de esta unidad permitirá oficializar dentro de la SG-SICA las reuniones de Ministros de Energía, coordinar todas las iniciativas y proyectos regionales del sector energético, en una forma integral y coherente, apoyar a la SG-SICA en la consecución de asistencia técnica para los proyectos regionales previamente aprobados por los Ministros y dar un seguimiento integral al sector energético regional. Esta Unidad deberá mantener una comunicación estrecha con el CEAC y el CCHAC, así como con el Comité de Cooperación para el Ambiente y el Desarrollo (CCAD), con objeto de incluir en forma prioritaria el tema ambiental en todas las iniciativas y proyectos energéticos regionales.

Por otra parte, la creación de esta Unidad también logrará una mejor coordinación a lo interno de la SG-SICA, trabajando en conjunto con las instituciones nacionales, regionales responsables del sector energético, así como las instituciones internacionales que apoyan a Centroamérica en los temas energéticos. Su labor permitirá definir las competencias de las diferentes instituciones regionales. Tal es el caso de la política energética, normas y reglamentos técnicos para equipos consumidores de energía, entre otros, que son de la competencia natural de las autoridades del sector energético. Teniendo también la responsabilidad de hacer una adecuada articulación con las instituciones ambientales que deben por su lado, hacer el análisis de impactos ambientales del sector energía, como la evaluación de dispersión de contaminantes en centrales térmicas, evaluación de externalidades de las instalaciones energéticas, contaminación del agua por aceites y lubricantes usados, fugas en las instalaciones de las estaciones de servicio etc.

III. UN NUEVO MARCO DE REFERENCIA PARA EL SECTOR ENERGÉTICO DE CENTROAMÉRICA

La definición de una estrategia energética sustentable debe tomar en cuenta decisiones estratégicas aprobadas por los presidentes de la región, relacionadas con el fortalecimiento de la integración centroamericana y el compromiso ambiental de crear un espacio de desarrollo sustentable. En el primer tema ha habido avances importantes en los últimos años; en particular, ello se refleja en la iniciativa de crear una Unión Aduanera en Centroamérica. Esto significa un fuerte respaldo a los esfuerzos para conformar un mercado energético regional. Con respecto al segundo tema, los compromisos ambientales adquiridos por la región obligan a incorporarlo en las decisiones relacionadas con todas las cadenas de suministro energético.

1. El proceso de integración centroamericano y el sector energía

Los intentos de integración centroamericana son anteriores a los que se registraron en Europa después de la Segunda Guerra Mundial y que originaron la creación de la Unión Europea; a pesar de ello, los resultados centroamericanos son mucho menos espectaculares que los alcanzados por las naciones europeas (CEPAL, 2001). Formalmente, la integración económica regional comenzó en 1960 con la firma del Tratado General de Integración (CEPAL, 2001). La evolución del proceso de integración en la posguerra puede dividirse en dos etapas: la primera incorporó el modelo de desarrollo formulado por la CEPAL, que concebía un proceso de integración apoyado en la sustitución regional de importaciones como primer paso a una eventual "sustitución de exportaciones", lo cual significaría pasar de la exportación de materias primas a la de bienes de mayor valor agregado. Dicho proceso se prolongó desde 1960 hasta principios de los ochenta.

A partir de los años noventa la dinámica integracionista tuvo un nuevo auge favorecida por el fin de los conflictos armados en la región y las políticas económicas de apertura que se pusieron en boga en todo el mundo impulsadas por los organismos financieros internacionales y las organizaciones internacionales de comercio. En esta segunda etapa la voluntad de integración regional se combinó con la apertura hacia el resto del mundo en un proceso denominado regionalismo abierto.²⁴ En las nuevas circunstancias adquirió particular importancia la tesis según la cual al aumentar la competitividad del conjunto de los países de la región se lograría una mejor inserción en la economía global, así como un desarrollo económico y social

²⁴ El regionalismo abierto propuesto por la CEPAL en los noventa planteó la compatibilidad entre el desarrollo hacia dentro y las políticas económicas basadas en la apertura, privatización y liberalización.

equitativo y sostenible.²⁵ En aplicación de esa idea se pusieron en marcha políticas de disminución de barreras arancelarias y no arancelarias, de promoción y diversificación de exportaciones extrarregionales y de atracción de inversión extranjera directa.

Es importante señalar que las dos primeras fases de la integración sólo cumplieron parcialmente sus objetivos. La integración hacia dentro no acarrió la industrialización esperada, mientras que la integración hacia afuera no logró cambiar la senda de expansión de estas economías pero sí acentuar las disparidades intrarregionales.

a) Avances de la integración

El objetivo del Tratado General de Integración Económica Centroamericana, firmado en diciembre de 1960, tenía como meta el establecimiento de un mercado común centroamericano (MCCA), el cual se caracterizaría por el libre comercio de mercancías dentro del territorio y el establecimiento de un arancel externo común que, tendría como etapas anteriores la unión Aduanera y la zona de libre comercio. En el año 1991 los cinco países de Centroamérica y Panamá suscribieron el Protocolo de Tegucigalpa que establece el Sistema de Integración Centroamericana (SICA) consolidándolo como el marco institucional de la región y cuyo objetivo principal era alcanzar la integración centroamericana (CEPAL, 1994).²⁶ En 1993 se suscribió el Protocolo al Tratado General o Protocolo de Guatemala con el fin de conformar una Unión Económica Centroamericana.

En paralelo comenzaron a suscribirse tratados de libre comercio con países fuera de la región.²⁷ El acuerdo de Tuxtla de 1991 dio origen a los acuerdos de libre comercio entre Costa Rica y México en 1994, entre Nicaragua y México en 1997 y entre El Salvador, Guatemala, Honduras (triángulo Norte) y México en 2000. A éstos le siguieron la suscripción de acuerdos de libre comercio, ya sea individual o colectivamente con República Dominicana (1998), con Chile (1999), con Canadá (2001), con Panamá (2002), con el CARICOM (2004) y con la provincia china de Taiwán (2005). El tratado DR-CAFTA firmado en el año 2004 con Estados Unidos, ha sido ratificado por todos los países. Actualmente, están en marcha las negociaciones de un Acuerdo de Asociación con la Unión Europea, que comprende el diálogo político, la cooperación y un tratado de libre comercio.

²⁵ El término de regionalismo abierto fue introducido por la CEPAL.

²⁶ Cabe mencionar que en diciembre de 2000 el gobierno de Belice se adhirió al SICA como Estado Miembro y en diciembre de 2003 lo hizo La República Dominicana como Estado Asociado.

²⁷ Desde el punto de vista del regionalismo abierto, se conciben como una forma de orientar las exportaciones hacia mercados más amplios pero impulsando, a la vez, el crecimiento en los países y su integración regional

De acuerdo con la Secretaría General del SICA (SG-SICA, 2007) se han logrado importantes avances en los cuatro planos de la integración en el último lustro.

En la parte económica sobresale la decisión tomada por los presidentes, en marzo de 2002, de iniciar el proceso para la conformación de una Unión Aduanera con los cinco países que originalmente pertenecían al Mercado Común Centroamericano (MCCA). La unión entraría en vigor en 2004 pero dificultades de diversa índole impidieron cumplir el plazo. En junio de 2004 se aprobó el Marco General para la Negociación de la Unión Aduanera en Centroamérica el que ha servido de base en las negociaciones que se realizan para ese fin. En la Cumbre Extraordinaria de Jefes de Estado y Gobiernos de los países del SICA celebrada en marzo de 2006 en Panamá, se acordó fijar plazos para la armonización de estos rubros: a) a corto plazo se armonizarían los productos no fabricados en la región, b) a mediano plazo los productos industriales y agroindustriales producidos en la región, así como algunos productos agrícolas, y c) a más largo plazo los productos más sensibles.

A mediados de 2007, el arancel externo común no se había logrado acordar en forma generalizada, pero se habían hecho avances importantes. En este sentido, por su relación con el sector energético, resalta la eliminación en el Anexo A,²⁸ del comercio de productos derivados del petróleo entre Honduras y sus socios del MCCA (Costa Rica, Guatemala y Nicaragua). Por su lado, la armonización de los rubros arancelarios, a la misma fecha, alcanzaba el 94,6%. Dentro de los rubros no armonizados conviene mencionar los productos derivados del petróleo (con la excepción de algunos solventes minerales) con aranceles en el comercio entre El Salvador y Honduras.

Otros puntos relevantes en el proceso de Unión Aduanera han sido la armonización de diversos códigos y reglamentos aduaneros, la eliminación de controles aduaneros en los puestos fronterizos entre algunos países miembros, la aprobación de un mecanismo de resolución de controversias comerciales y la creación del Consejo Centroamericano de Protección al Consumidor.

En los aspectos sociales se han realizado avances significativos a través de la Secretaría de la Integración Social Centroamericana, en cumplimiento del Tratado de Integración Social, especialmente en sus iniciativas y programas regionales en temáticas como VIH/SIDA; Salud Ocupacional; Seguridad Alimentaria y Nutricional; Vigilancia Epidemiológica; formulación de Proyectos Sociales Regionales y Política Social Regional. En 2007 se creó el Consejo Centroamericano de la Mujer, que introduce la dimensión de género en el Sistema de Integración Centroamericana. El tema de la violencia juvenil también se ha

²⁸ Comité Ejecutivo de Integración Económica, Resolución No. 05-2006 [en línea] (www.sieca.org.gt/SIECA.htm).

incorporado al proceso, así como el de la seguridad fronteriza y turística.

En la parte ambiental se emprendieron diversas acciones importantes, como la aprobación ministerial de la Estrategia Forestal Centroamericana, el Plan de Acción Regional sobre Evaluación de Impacto Ambiental, la Política para la Conservación y el Uso Racional de los Humedales Centroamericanos.

En materia de diálogo político se han realizado también avances significativos como la incorporación de Belice al proceso de integración regional. Con el propósito de fomentar la colaboración efectiva entre Centroamérica y el Caribe, se han realizado dos Cumbres de Jefes de Estado y de Gobierno del SICA y del CARICOM. Durante la más reciente, celebrada en Belice, se aprobó un plan de acción suscrito por los Secretarios Generales de ambos organismos. En 2006, el SICA suscribió con la Unión Europea, particularmente interesada en la unión de los países del Istmo, el Documento de Estrategia Regional de Cooperación para Centroamérica 2007-2013, el cual contribuirá a promover y fortalecer el proceso de integración regional.

b) Conformación de un mercado energético regional

Desde hace varias décadas, las autoridades nacionales de los subsectores electricidad e hidrocarburos habían venido trabajando en la conformación de sus respectivos mercados regionales. Los esfuerzos encaminados a este objetivo comenzaron en fecha diferente; en el caso de la electricidad, los primeros estudios para la integración eléctrica centroamericana se remontan a los años sesenta, elaborados por la Sede Subregional de la CEPAL en México. Por su parte, en el subsector de hidrocarburos, las primeras acciones se iniciaron hacia mediados de los años ochenta, con el apoyo de diferentes proyectos de la República Federal de Alemania, bajo la ejecución también de la CEPAL en México.

i) Electricidad. La primera interconexión eléctrica se dio en 1975 entre los sistemas eléctricos de Honduras y Nicaragua. A ella le siguieron las interconexiones Costa Rica- Nicaragua, Costa Rica-Panamá, y El Salvador-Guatemala. De esta forma, trabajaron dos bloques regionales aislados, el norte, conformado por Guatemala y El Salvador, y el sur, integrado por los restantes cuatro países, hasta septiembre de 2002, fecha en que entró en operación la línea de transmisión Honduras-El Salvador, a 230 kV, con lo que se cerró una conexión física desde Guatemala hasta Panamá.

En la región existe un intercambio de energía eléctrica entre los diferentes países. En una primera etapa, en los años ochenta y noventa, el volumen intercambiado (importaciones + exportaciones) no pasó de los 1.000 GWh anuales; sin embargo, en

1999 se inició una segunda etapa, en la que los intercambios han sobrepasado el límite anterior y casi llegaron a triplicarse, pues en el año 2000 alcanzaron cerca de 3.000 GWh (véase el cuadro 4). En años recientes los intercambios han perdido dinamismo, por varios factores: atención prioritaria al consumo nacional, falta de nuevas inversiones de generación eléctrica, limitaciones en la capacidad de transmisión y definición de un precio techo en uno de los mercados liberados de generación. En 2006 sólo alcanzaron 436 GWh, representando menos del 1% de las ventas totales en el Istmo Centroamericano.

En la operación de los sistemas interconectados regionales, actualmente los países tan sólo intercambian excedentes, de todo tipo, mediante contratos de corto plazo entre los diferentes actores. El Ente Operador de la Red lleva un registro de las inyecciones y retiros de energía de los países centroamericanos.

ii) Hidrocarburos. La necesidad de armonizar el mercado de hidrocarburos de los países del Istmo ha sido reconocida desde hace más de 10 años por sus autoridades respectivas. En 1994 la XV Cumbre de Presidentes de Centroamérica acordó la preparación de una estrategia centroamericana de combustibles, la cual fue elaborada por el CCHAC durante 1995, con el apoyo de la CEPAL. En 1996 la IX Reunión del FREAC ordenó la implementación de dicha estrategia. Para apoyarla, el BID preparó un documento titulado "Armonización e integración del mercado de hidrocarburos para promover la eficiencia y competitividad y facilitar la inversión privada en el Istmo Centroamericano", el cual propuso dos proyectos.

Cuadro 4

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DEL COMERCIO INTRARREGIONAL
DE ELECTRICIDAD, 1985-2006

(Importaciones+exportaciones, GWh)

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1985	410,1			140,5	208,0	59,9	1,7
1990	820,9	20,2	20,2	340,6	74,4	218,2	147,3
1995	580,0	94,6	94,6	41,7	139,4	47,1	162,6
2000	2 945,9	963,8	919,4	300,6	117,0	497,7	147,4
2001	1 546,1	422,0	396,6	308,6	17,3	240,7	160,9
2002	1 977,0	485,3	494,7	415,1	22,1	476,1	83,7
2003	1 690,8	446,9	530,3	336,8	33,1	160,1	183,7
2004	2 171,2	505,1	549,6	392,2	45,1	394,0	285,1
2005	1 122,8	358,6	359,9	61,1	30,8	151,0	161,2
2006	436,5	96,6	21,5	18,0	53,4	130,0	117,0

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

El primero, financiado por el BID, mediante el Fondo Multilateral (FOMIN), estaba encaminado a la armonización e integración del mercado de hidrocarburos y abarcó cuatro componentes: 1) elaboración de un plan de acción para el establecimiento del mercado de hidrocarburos regional; 2) armonización de leyes, regulaciones y normas técnicas ambientales; 3) convergencia de políticas de precios de hidrocarburos, y 4) promoción de proyectos de infraestructura regional. El segundo proyecto, financiado por la República de Alemania, se dividía a su vez en dos: 1) uso sustentable de hidrocarburos, y 2) armonización de normas para gas licuado de petróleo. Todos estos proyectos contaron como contraparte con las Direcciones Generales de Hidrocarburos o equivalentes, y fueron ejecutados por la Sede Subregional de la CEPAL en México. Las componentes de armonización de normas técnicas y ambientales en los proyectos anteriormente citados han representado un gran apoyo para el proceso de la Unión Aduanera en lo que respecta a combustibles líquidos, infraestructura, GLP, etc.

c) Iniciativas energéticas regionales

En el sector energía, los países llevan a cabo una serie de iniciativas regionales. Los cuatro proyectos de integración energética más importantes son los siguientes.

i) Proyecto SIEPAC. Este proyecto comprende la construcción de infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permitirá los intercambios de energía eléctrica desde

Guatemala hasta Panamá. El proyecto también incluye la creación de un Mercado Eléctrico Regional de electricidad regido por dos organismos supranacionales.

El componente reglamentario e institucional está siendo realizado por una Unidad Ejecutora adscrita al CEAC. A la fecha se han instalado la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CIER), también conocida como la Comisión Reguladora de la Interconexión Eléctrica, así como el Ente Operador Regional (EOR), como operador del sistema eléctrico y administrador del mercado, en lo que compete a las transacciones regionales. La primera se encuentra ubicada en Guatemala y el segundo en El Salvador.

El componente de infraestructura está bajo responsabilidad de la Empresa Propietaria de la Red (EPR),²⁹ consiste primordialmente en el diseño, ingeniería y construcción de las líneas de transmisión (de 1.802 kilómetros y 230 kV, que implicará una inversión estimada en 320 millones de dólares), con previsión en torres para un segundo circuito futuro, que se conectarán a 15 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso; también se incluyen equipos de compensación reactiva. Dicha infraestructura inicial, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirán disponer de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de cerca de 300 MW. La construcción empezó a mediados de 2007.³⁰ En la actualidad se están realizando gestiones para conseguir que el Proyecto califique en el MDL. En caso de un resultado positivo, se estima la obtención de 20 millones de dólares en Certificados de Reducción de Emisiones.

La EPR es una empresa regida por el derecho privado, a la cual, mediante el "Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central" y su protocolo, cada gobierno otorgó el respectivo permiso, autorización o concesión para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional eléctrico. Fue constituida en el año 1998 en la ciudad de Panamá,

²⁹ EPR también es conocida comercialmente como Empresa Propietaria de la Línea de Transmisión Eléctrica S. A.

³⁰ Los contratos para la construcción de la línea de transmisión del proyecto SIEPAC fueron suscritos el día 26 de julio de 2006 con Techint S. A. de C. V. para el Lote 1 que comprende los países de Guatemala, Honduras y El Salvador y con APCA (Consortio) Abengoa-Inabensa para el Lote 2 que comprende los países de Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Las Órdenes de Inicio fueron emitidas el día 24 de octubre de 2006 para ambos. Como al 31 de mayo de 2007 se tenía un avance del 90,25% en la negociación de las servidumbres se emitió la orden de proceder con el primer tramo.

³¹ y sus oficinas gerenciales se instalaron en San José, Costa Rica, en marzo de 2002.

El 10 de abril de 2007, en Campeche, México, se suscribió durante la Cumbre del Plan Puebla Panamá, el II Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el cual completa el proceso de armonización de regulaciones necesario para la operación del SIEPAC, y ya cuenta con la ratificación de los respectivos Congresos o Asambleas Legislativas.

En paralelo al proyecto SIEPAC y en el marco del Plan Puebla-Panamá, los gobiernos de Guatemala y México acordaron realizar una interconexión eléctrica entre ambos países. El Memorando de Entendimiento se suscribió el 20 de mayo de 2003 y el Convenio específico el 4 de julio del mismo año. La interconexión implica la construcción de una línea de transmisión de 400 KV y 103 kilómetros de extensión, 32 de los cuáles se construirán en territorio mexicano y el resto dentro del territorio guatemalteco. La capacidad inicial de enlace se estima en 200 MW en dirección hacia Guatemala y de 70 MW hacia México. El costo total del proyecto será de 55,8 millones de dólares. La construcción comenzó en junio de 2006.

Otra interconexión internacional de Centroamérica, actualmente en estudio, se trata de la línea de transmisión entre Colombia y Panamá. Los análisis técnicos y económicos no han concluido aún. Dado los problemas ambientales que conlleva una obra en esta zona geográfica, se llevan a cabo una serie de estudios de impacto ambiental, en diferentes rutas posibles, combinando trechos terrestres y marítimos.

ii) Armonización de las normas de combustibles en el proceso de Unión Aduanera. Dentro de este proceso de Unión Aduanera, la armonización regional de los diferentes derivados del petróleo ha sido una tarea a cargo de las Direcciones Generales de Hidrocarburos. Al 30 de junio de 2007 se habían consensuado los Reglamentos Técnicos Centroamericanos (RTC) de las gasolinas regular y superior; diesel; biodiesel; cilindros portátiles para contener GLP; aceites lubricantes para motores a gasolinas y diesel; transporte terrestre de hidrocarburos líquidos y GLP; asfaltos; gasolina de aviación y kerosene. Tan sólo faltan los reglamentos correspondientes al etanol carburante anhidro, actualmente en consulta pública, y al etanol carburante hidratado, en consulta con las instancias gubernamentales.

³¹ Los accionistas de la EPR son los siguientes: Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador, Empresa Transmisora de El Salvador S. A. de C. V. (ETESAL) de El Salvador, Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras, Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL). de Nicaragua, Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de Costa Rica, Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S. A. (CNFL) de Costa Rica, Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima (ETESA) de Panamá, Empresa ENDESA Internacional de España, y el Grupo Empresarial ISA de Colombia.

iii) Matriz de Acciones para la Integración y Desarrollo Energético de Centroamérica. Ante el alza en los precios del petróleo, los Ministros de Energía de Centroamérica aprobaron en mayo de 2004, el Plan de Emergencia Energético, basado en una propuesta de la Sede Subregional de la CEPAL. Este Plan fue posteriormente aprobado por los Jefes de Estado de la región. A partir del Plan de Emergencia Energético, el BID, la Secretaría General del SICA, y la Sede Subregional de la CEPAL, conformaron un nuevo programa denominado Matriz de Acciones para el Desarrollo e Integración del sector energético centroamericano. Se creó un grupo técnico interinstitucional de apoyo, en el que se encuentran, además de las tres instituciones mencionadas anteriormente, el BCIE, la US-AID, entre otros. Esta Matriz fue aprobada por los Directores de Energía en diciembre de 2005 en Guatemala, luego por los Ministros de Energía y posteriormente por los Jefes de Estado. Para su ejecución se conformó una Unidad de Coordinación con la Dirección Sectorial de Costa Rica, la Dirección Económica de la SG-SICA y la Sede Subregional de la CEPAL, con el apoyo financiero del BID.

A mediados de junio de 2007, la Matriz contaba con un total de 65 proyectos, de los cuales siete ya se habían ejecutado, 22 están en proceso de realización y el resto no tiene aún financiamiento. Entre los proyectos ejecutados se puede mencionar el levantamiento de un inventario de 383 proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, el estudio de ordenamiento vial en Ciudad Guatemala, Tegucigalpa y San Salvador, la elaboración de normas para bioetanol, el estudio de perspectivas para el biodiesel en cuatro países, etc. De los proyectos en ejecución se pueden listar: estudio para aumentar la eficiencia en el bombeo de agua a nivel municipal, elaboración de normas para equipos consumidores, elaboración de la propuesta para una estrategia energética sustentable centroamericana, creación de la Unidad de Coordinación Energética del SG-SICA, entre otros. La mayor parte de estos proyectos han recibido el financiamiento del BID.

iv) Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM). El Gobierno de México lanzó este programa en 2005, conformado por varios proyectos, en los cuales sobresalen los estudios para una refinería regional y el suministro de gas natural. Participan México, los países miembros del SG-SICA y Colombia. Para la ejecución de los dos proyectos mencionados, el BID aprobó su financiamiento, y se conformó una Secretaría Técnica con el BID y la Sede Subregional de la CEPAL. El estudio de factibilidad de la refinería fue concluido en 2007, identificando varios sitios potenciales en Centroamérica y elaborando los documentos para el proceso de licitación. Actualmente se encuentra en la fase de espera de las ofertas técnicas y económicas de los inversionistas que compraron los documentos de licitación. Conviene resaltar el apoyo de la empresa Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) a los países miembros del PIEM, en el proceso de negociación con los potenciales inversionistas. Por otra parte, el estudio para el suministro de gas natural a la región ha concluido, identificando

las opciones de introducción de gas natural a la región, ya sea a través de ductos desde Colombia y Venezuela, o por regasificadoras en Costa Rica y El Salvador, para recibir Gas Natural Licuado. Asimismo se estimaron los posibles precios de suministro de gas natural, para los cuales las opciones identificadas podrían ser financieramente viables. Dentro del PIEM se encuentran también proyectos en uso eficiente de energía, los cuales han recibido financiamiento de la Secretaría de Relaciones Exteriores México. Entre estas actividades sobresale la ejecución de tres cursos de manejo eficiente para flotas de vehículos, impartidos en San José, Costa Rica, en la Ciudad Guatemala, Guatemala, y en la Ciudad de México, México.

También dentro del PIEM se organizó el Grupo Mesoamericano de Biocombustibles, para impulsar acciones tendientes a la producción y utilización de biocombustibles en la región mesoamericana. En este grupo participan, además de los países centroamericanos, República Dominicana y Colombia. A la fecha se han llevado a cabo cuatro reuniones de este Grupo (San José, Costa Rica; Washington, Estados Unidos, Ciudad de México, México y Ciudad de Guatemala, Guatemala). En la tercera reunión, los países definieron sus prioridades con respecto al bioetanol y al biodiesel. El BID ha dado su apoyo para la ejecución de algunas actividades prioritarias. Asimismo, la CEPAL ejecuta un proyecto de utilización del bioetanol para los países centroamericanos, financiado por el Gobierno de Italia.

2. La preocupación ambiental en la región

a) La Convención de Cambio Climático y la posición centroamericana

Hoy día el tema del cambio climático debe tomarse en cuenta para la planeación del sector energético de cualquier país, ya que la producción, la distribución y el consumo de la energía que tiene su origen en los hidrocarburos y el carbón son los principales responsables de la emisión de gases de efecto invernadero.

En el problema del cambio climático se registra una injusticia fundamental que exacerba las relaciones —ya problemáticas— entre las naciones ricas y pobres, ya que los países con los más altos niveles de vida han sido los principales responsables (aunque inconscientemente) del aumento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Las regiones industrializadas de Europa, América de Norte, Japón y Asia consolidaron sus riquezas dejando escapar a la atmósfera grandes cantidades de gases de efecto invernadero. Ahora que se conocen las consecuencias, los países en desarrollo temen que se les inste a limitar sus actividades industriales, ya que la atmósfera ha llegado a su límite de tolerancia.

Hay otras injusticias aparejadas al problema del cambio climático. Los países en desarrollo serán probablemente los que más sufran si llegan a ocurrir las consecuencias previstas (desplazamiento de zonas agrícolas, aumento del nivel del mar y variaciones en el régimen de lluvias), porque carecen de los recursos científicos y económicos, así como de los sistemas de seguridad social necesarios para hacer frente a las repercusiones del cambio del clima. Además, en muchos de esos países el rápido crecimiento demográfico ha obligado a muchos millones de personas a asentarse en tierras marginales, que son precisamente las que pueden padecer los efectos más drásticos de las variaciones climáticas.

La Convención apoya el concepto "desarrollo sostenible", ya que se requiere aprender a aliviar la pobreza de un enorme y creciente número de personas sin destruir el medio ambiente, del cual depende toda la vida en el planeta. Es necesario encontrar nuevas pautas para que el desarrollo económico pueda sostenerse a largo plazo, mediante métodos que permitan mejorar el bienestar, utilizando los recursos naturales esenciales a un ritmo que no supere el tiempo necesario para su reposición. En contraste, la comunidad internacional parece estar mucho más avanzada en el proceso de definir los problemas que plantea el desarrollo sostenible que en concebir la forma de resolverlos.

Algunos países de Centroamérica, como Costa Rica, se constituyeron en líderes de la promoción del Protocolo de Kyoto y de la lucha contra la emisión de gases efecto invernadero. Pese a que Costa Rica no es un emisor importante de estos gases, su estrategia se basó en la posibilidad de aprovechar los esquemas de cooperación que se estaban configurando en la discusión internacional en la segunda mitad de la última década del siglo XX. Con estos apoyos, Costa Rica fortaleció su tradición ambientalista y de protección a sus selvas y bosques. Ofreció a los países industrializados la posibilidad de "capturar", al menos en parte, el bióxido de carbono (CO_2) que ellos emiten, asegurando la protección de los bosques y selvas costarricenses. A cambio, los países deben pagar por cada tonelada de CO_2 "capturado y almacenado" en los árboles de Costa Rica. Sin duda, es una buena idea que ha permitido a Costa Rica y a otros países atraer recursos económicos frescos para destinarlos a las áreas forestales y turísticas.

Actualmente, los compromisos frente a la Convención Marco y al Protocolo de Kyoto permiten que los países centroamericanos no tengan límites en sus emisiones de gases de efecto invernadero, en virtud del nivel de desarrollo de sus economías. A estos países no se les establecieron obligaciones, por considerar que son prematuras y que atentan contra sus necesidades de desarrollo económico y social. Pero, en contraparte, sí se aprobó una vía alterna y exclusiva, mediante los MDL.

Con respecto a la posición oficial de los gobiernos de la región, además de la dinámica participación costarricense, cabe

remarcar que todos son firmantes de la Convención y todos han ratificado el Protocolo, lo que da una oportunidad más para aprovechar los apoyos de los organismos internacionales, los gobiernos extranjeros y las empresas de los países desarrollados, que seguirán buscando alternativas “imaginativas e inteligentes”, como las que planteó Costa Rica en su momento, y continúa haciéndolo,³² para seguir reduciendo sus propias emisiones y al mismo tiempo disminuir las del país anfitrión o aumentar su capacidad de captura de CO₂. Conviene resaltar que Centroamérica fue una de las primeras regiones en crear un mecanismo financiero para el comercio mundial de carbono, mediante los Certificados de Carbono. Adicionalmente, la región ha desarrollado cerca de 20 proyectos de mitigación, adaptación, eficiencia energética y energía renovable, dentro del marco de la Implementación Conjunta, y ha logrado participar en el mercado de carbono.

b) Acuerdos y compromisos ambientales de Centroamérica

i) Beligerancia de la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD). Esta comisión es un órgano del SICA creado por los presidentes centroamericanos a fines de 1989, mediante la firma del Convenio Centroamericano para la Protección del Medio Ambiente, que entró en plena vigencia en 1999 (CCAD, 2002). Su principal misión es fomentar la integración regional en materia de política ambiental, con el fin de impulsar el desarrollo regional por la senda de la sustentabilidad económica, social y ecológica. Parte importante de sus tareas son la armonización de políticas y sistemas de gestión ambiental, así como la promoción de posiciones comunes ante los foros extrarregionales y mundiales.

Uno de sus primeros logros fue la suscripción, en agosto de 1994, de la Alianza Centroamericana para el Desarrollo Sostenible (ALIDES), acordada por los Presidentes de Centroamérica para adoptar una estrategia integral de desarrollo sostenible en la región. Los principios de dicha Alianza deberán prevalecer en todas las políticas, programas y actividades promovidas por los Estados, en forma individual y conjunta, así como por la sociedad civil. Dichos principios se refieren al respeto a la vida en todas sus manifestaciones, el mejoramiento de la calidad de la vida humana, el respeto y aprovechamiento de la vitalidad y diversidad de la tierra de manera sostenible, la promoción de la paz y la democracia como formas básicas de convivencia humana, el respeto a la pluriculturalidad y diversidad étnica de la región, el logro de mayores grados de integración económica entre los firmantes y con el resto del mundo, y la responsabilidad intergeneracional con el desarrollo sostenible.

³² Costa Rica ha declarado su interés en ser un país C-Neutral y ha definido una Estrategia de Cambio Climático para lograr este objetivo. Además, el gobierno actual ha lanzado la iniciativa Paz con la Naturaleza, orientada a lograr el desarrollo sostenible y luchar contra el cambio climático.

Posteriormente, en el mismo año se aprobó el Plan Ambiental de la Región Centroamericana (PARCA), el cual constituye la directiva principal que orienta todos los trabajos de los países en los temas de medio ambiente y el desarrollo sostenible a mediano y largo plazo. El plan inició abarcando cuatro áreas estratégicas: bosques y biodiversidad, agua, producción limpia y gestión ambiental. Para el período 2005-2010 el PARCA se desarrolla a través de tres áreas estratégicas a partir de las cuales la CCAD estructura su labor en vastos programas regionales administrados directamente desde la Secretaría Ejecutiva. En área de prevención y control de la contaminación desarrolla el Programa Regional de Prevención y Control de la Contaminación (PRPCC). En el área de Conservación y Uso Sostenible del Patrimonio Natural ha puesto en marcha el Programa Estratégico de Trabajo en Áreas Protegidas (PERTAP), el Programa Estratégico Regional de Monitoreo y Evaluación de la Biodiversidad (PROMEBIO), el Programa Estratégico Regional para la Conectividad (PERCON) y el Corredor Biológico Mesoamericano Instrumentos para su Consolidación. Y en el área de fortalecimiento institucional cuenta con el Programa Regional de Política y Legislación Ambiental (PROLEGIS) y el Programa Estratégico de la Secretaría Ejecutiva de la CCAD para dar Cumplimiento del PARCA 2005-2010

A la fecha, los países de la región han firmado los más importantes acuerdos multilaterales sobre medio ambiente en diferentes asuntos, así como varios convenios regionales.³³ Un proyecto de mucha relevancia es el Corredor Biológico Mesoamericano, que comprende no sólo los siete países centroamericanos sino también los cinco estados del sudeste de México (Campeche, Chiapas, Quintana Roo, Tabasco y Yucatán), y promueve el desarrollo sostenible, integrando la conservación de los recursos naturales, la competitividad económica y los esfuerzos de alivio de la pobreza. Es importante resaltar que este proyecto comprende áreas calificadas como de mayor biodiversidad en el mundo y que se encuentran amenazadas.

ii) Los compromisos de Johannesburgo. En 2002, durante la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible realizada en Johannesburgo, el Ministro de Energía y Ambiente de Costa Rica, como Presidente de la CCAD, presentó el compromiso ambiental de América Central para impulsar los principios y acuerdos de dicha cumbre en seis áreas clave: agua y sanidad, biodiversidad, energía, salud, agricultura y políticas generales de desarrollo sostenible.

En el apartado de energía, de interés para este documento, los países centroamericanos se comprometieron a "impulsar la diversificación de la oferta energética y a fomentar la eficiencia energética, evaluando el potencial de fuentes convencionales y mejorando la participación de fuentes renovables. A establecer sinergias a largo plazo entre las políticas energéticas y ambientales de Centroamérica para lograr

³³ Véase CCAD (en línea) (www.ccad.ws).

una mayor eficiencia, reducir las emisiones de gases efecto invernadero y promover el uso de tecnologías limpias”.

iii) La Iniciativa Latinoamericana y Caribeña de Desarrollo Sostenible (ILAC). Esta iniciativa fue aprobada en la primera reunión extraordinaria del Foro de Ministros de Medio Ambiente de América Latina y el Caribe, celebrada en Johannesburgo, Sudáfrica, el 31 de agosto de 2002. Entre las directrices operativas de la ILAC se cuenta el compromiso de “iniciar o continuar los procesos de valoración ambiental y de los recursos naturales para el aprovechamiento de ventajas comparativas de la región, incorporando indicadores en materia de pasivos y activos ambientales, a fin de incluirlos en los sistemas de cuentas nacionales”. Se asumen prioridades de acción que permitan lograr, entre otras ventajas: la erradicación de la pobreza y las desigualdades sociales; la ampliación de la dimensión educativa ambiental en todo el quehacer económico y social; la gestión sostenible de los recursos hídricos; la generación sostenible de energía y la ampliación de la participación de fuentes renovables; la gestión de áreas protegidas para el uso sostenible de la biodiversidad; la adaptación de los impactos provocados por los cambios climáticos y a la gestión sostenible de áreas urbanizadas y rurales, con especial énfasis en las acciones de salud, saneamiento ambiental y minimización de riesgos de vulnerabilidad a los desastres naturales.

En cuanto a energía, las metas orientadoras plantean alcanzar en 2010 el 10% de participación de fuentes renovables en la Oferta de Energía Primaria. También se pretende establecer un sistema de incentivos económicos para proyectos de transformación productiva e industrial que ahorren recursos naturales y energía, y produzcan la reducción final de efluentes vertidos al agua, suelo y aire. Asimismo, se proyecta la creación de centros de energía más limpia en todos los países

Posteriormente, durante la Conferencia Regional para América Latina y el Caribe sobre Energías Renovables, realizada en Brasilia, Brasil, en octubre de 2003, se aprobó la Plataforma de Brasilia sobre las energías renovables, por los países asistentes. La declaración reconoce el aporte que ha hecho la Coalición de Johannesburgo³⁴ sobre Energía Renovable para impulsar la movilización de los países sobre el tema en todas las regiones y la importancia de una adecuada coordinación en la formulación de políticas que articulen el consumo y la oferta de energía en el marco de un desarrollo sostenible. El principal acuerdo se logró en cuanto a impulsar el cumplimiento de la meta de la ILAC de lograr en el año 2010 que la región, considerada en su conjunto, utilice al menos 10% de energías renovables del consumo total energético, sobre la base de esfuerzos voluntarios y contemplando la diversidad de las situaciones nacionales. Esta Plataforma fue aprobada luego en el XIV Foro de Ministros de

³⁴ La “Johannesburg Renewable Energy Coalition (JREC)” es impulsada por la Unión Europea, con el apoyo formal de 78 países (entre éstos, Chile, Argentina, Brasil y las naciones del Caribe). La JREC se ha comprometido a impulsar las energías renovables.

Ambiente de América Latina y el Caribe, en Panamá, en noviembre de 2003.

iv) Consejo Mesoamericano de Ministros de Ambiente. Por convocatoria de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) de México, los Ministros de Medio Ambiente de Mesoamérica se reunieron en Ciudad de México, el día 27 de julio de 2007, habiendo aprobado la Declaración Mesoamericana sobre la Sustentabilidad México 2007. Entre los puntos acordados sobresalen la constitución de un Consejo Mesoamericano de Ministros de Ambiente, el apoyo a los aspectos de desarrollo sostenible del Plan Puebla Panamá, el fortalecimiento de la cooperación, a fin de que los procesos de integración económica y socio demográfica de la región se traduzcan efectivamente en oportunidades para un desarrollo sostenible, la promoción de un esquema de cooperación en materia de cambio climático, que permita desarrollar capacidades para la mitigación, la adaptación y la evaluación de la vulnerabilidad regional, entre otros.

v) Los aspectos ambientales del Plan Puebla Panamá. Las preocupaciones medio ambientales en el desarrollo de la región fueron incorporadas en los trabajos del Plan Puebla Panamá. En junio de 2002, los siete países de Centroamérica y México firmaron un Memorando de Entendimiento para la coordinación de los aspectos relacionados con el desarrollo sostenible. Recientemente, durante la cuarta reunión de 2007 del Comité Ejecutivo, realizada en Ciudad Guatemala, los días 27 y 28 de agosto, los Comisionados Presidenciales solicitaron el apoyo de la Sede Subregional de la CEPAL en México para las acciones relacionadas con el Cambio Climático. Este tema forma parte de uno de los acuerdos de la reunión de México de los Ministros de Ambiente, anteriormente mencionada, de forma que existe una coordinación al respecto.

En resumen, América Central muestra avances importantes en el tema ambiental, reflejados en una alianza para el desarrollo sostenible, un plan ambiental para la región y, convenios internacionales y regionales. A ello debe agregarse la promoción por parte de la CCAD de la gestión ambiental en todos los sectores, así como la aprobación de leyes y reglamentos ambientales.

IV. ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS DEL DESARROLLO DEL SECTOR ENERGÉTICO CENTROAMERICANO

Para la elaboración de los escenarios de desarrollo energético sustentable en Centro América se debe tomar en cuenta, en primer lugar, el entorno internacional de los diferentes energéticos, la situación actual del suministro de energía a la región, así como los recientes acuerdos de las Cumbres de Presidentes, con respecto al fortalecimiento de la integración económica y los compromisos ambientales. En segundo lugar se debe hacer uso del mejor conocimiento que se tenga a la fecha de las opciones energéticas para los países centroamericanos. De esta forma se elaboraron diferentes escenarios del desarrollo del sector energético, haciendo variar algunos parámetros, como por ejemplo, la participación de fuentes renovables, los programas de uso eficiente de energía, etc., a fin de evaluar su impacto en el consumo de combustibles, emisiones, nivel de inversiones.

A. OPCIONES ENERGÉTICAS EN AMÉRICA CENTRAL

Para el desarrollo del sector energético, los países de la región tienen un portafolio de posibilidades, tanto de fuentes energéticas, en función de las disponibilidades a nivel internacional, como de sustituciones entre combustibles y nuevas tecnologías.

1. Uso racional e incremento de la eficiencia energética

Las medidas que apuntan al uso racional e incremento de la eficiencia energética son las únicas factibles de ejecutarse en el corto plazo, con efectos inmediatos, dado los tiempos requeridos para ejecutar otras acciones que reduzcan la dependencia de los hidrocarburos.^{35 36}

De acuerdo con las experiencias en otros países, el potencial de ahorro por mejoras en la operación de los diferentes

³⁵ El director del Lawrence Berkley National Laboratory de California y Premio Nóbel de Física, Steven Chu, declaró recientemente que: “La conservación y eficiencia energética seguirá siendo, para las dos próximas décadas, lo más importante que el mundo puede hacer para alcanzar una trayectoria sustentable”.

³⁶ El Panel del Estudio del InterAcademy Council “Lighting the Way: Toward a Sustainable Energy Future”, concluyó que las siguientes tres acciones deben ser ejecutadas sin mayor retraso y en forma simultánea: i) mejorar la eficiencia energética y reducir la intensidad de carbón de la economía mundial, ii) desarrollar tecnologías para capturar y secuestrar el carbón de los combustibles fósiles, y iii) desarrollar y diseminar en forma acelerada tecnologías para las fuentes renovables, en una forma ambientalmente responsable.

equipos y por la ejecución de las inversiones más rentables se estima en el rango de 20%. Generalmente las mejoras en operación y las inversiones más rentables se pagan en un período de entre seis y ocho meses, con impactos evidentes en la reducción de costos de producción, y disminución de los impactos ambientales, entre otros. Adicionalmente, estas medidas tienen efectos ambientales positivos, reduciendo la emisión de contaminantes y gases de efecto invernadero.

Investigaciones realizadas por el Instituto Costarricense de Electricidad indican que el ahorro promedio puede ser de 17,5% del consumo de electricidad en los sectores industrial y comercial. Adicionalmente, para motores eléctricos se estima un ahorro del 12,5% y para aire acondicionado 15,5%.

Estudios recientes del BID apuntan que la sustitución de focos incandescentes por fluorescentes compactos en el sector residencial en Centroamérica pudiera llegar a representar alrededor de un 13,7% del consumo de dicho sector, como valor promedio.³⁷ Programas oficiales de cambio de bujías han sido aplicados en Costa Rica, desde hace varios años, y más recientemente en Nicaragua. En el sector comercial e industrial, sólo por iluminación eficiente se puede obtener un 9% de ahorro, según el mismo estudio. Finalmente, para alumbrado público, el estimado de ahorro es mayor, llegando a 32%. De forma que en los sectores mencionados, se puede obtener un ahorro promedio del 11,7% del consumo residencial, mediante la sustitución de las bujías existentes por 24 millones de LFC y sistemas eficientes de alumbrado público, durante el período 2007-2020. Para que dicho ahorro promedio también se aplique al crecimiento del consumo residencial durante el período mencionado, se requeriría la instalación de aproximadamente otros 22 millones de LFC y sistemas eficientes de alumbrado público. En total el potencial de ahorro estimado en el año 2020 sería de 5.500 GWh.

Adicional al tema de la iluminación, un programa de cambio de refrigeradores antiguos por nuevos más eficientes, con un 35% menos de consumo energético, implementado en el 50% de los hogares centroamericanos (es decir, en 2,7 millones de hogares), en el período 2007-2020, lograría un ahorro de 850 GWh en concepto de refrigeración en el año horizonte. Asimismo, un programa de ahorro de energía eléctrica en el sector industrial, durante el período 2007-2020, mediante la sustitución de motores existentes por nuevas unidades que proporcionan un 20% de incremento en la eficiencia de operación, se traduciría en una disminución del consumo de aproximadamente 700 GWh en el año horizonte.³⁸ Finalmente, la reducción de pérdidas de transmisión y distribución, particularmente del segundo segmento

³⁷ Basado en reportes de la consultoría del proyecto BID sobre el potencial de iluminación eficiente en Centroamérica. Por publicarse.

³⁸ Cálculos con base en las siguientes hipótesis: a) consumo de motores = 70% consumo industrial; b) ahorro por utilización de motores eficientes = 20%.

en algunos países, de forma que el índice máximo en cada país fuera de 12% en el año 2020, lograría una reducción de 2000 GWh. En total, la aplicación de este programa de uso eficiente con las metas de ahorro proclamadas, se traduciría en un ahorro a nivel de generación, en el año 2020, de aproximadamente 9.000 GWh.

En el sector transporte se pueden tomar medidas, que van desde cambios de conducta hasta la introducción de nuevas tecnologías, para disminuir el consumo de combustibles y por ende, el nivel de emisiones. Entre las acciones que algunos países de la región están ejecutando se encuentran: i) medidas de reordenamiento vial en las principales vialidades de los grandes centros urbanos, con el objetivo de disminuir la congestión vehicular; ii) mejoramiento del transporte público ya que éste, al ser deficiente, no se utiliza y en su lugar se opta por utilizar vehículo propio; iii) definición de normas para la importación de vehículos, tanto nuevos como usados, ya que el principal problema de emisiones se da con los vehículos usados que son importados a los países de la región, pues ya no cumplen con los estándares ambientales de sus países de origen, y iv) campañas de promoción de manejo eficiente. En el caso del transporte de carga de empresas productoras y distribuidoras, diferentes estimaciones hechas en México y Costa Rica apuntan a una reducción del 17% en vehículos de carga con motor a gasolina, y el 22% en vehículos de carga con motor a diesel, mediante técnicas de manejo eficiente. No se cuenta con una estimación del potencial regional del impacto que significarían todas estas medidas implementadas en el año horizonte, por lo tanto no se incluyó en esta evaluación.

Asimismo, el sector industrial, con un alto potencial de ahorro de combustibles (líquidos y gaseosos) en los sistemas de vapor, mediante equipos más eficientes, no fue considerado en esta evaluación, por no contar con datos confiables para hacer los cálculos pertinentes.

Finalmente, ante el alto consumo de leña en algunos países, también son importantes las medidas de ahorro mediante cocinas mejoradas, las cuales tienen no sólo impacto energético, sino también en los aspectos de salud y ambientales. Estas cocinas eficientes pueden lograr ahorros entre el 20% y el 40% en el uso de leña.

De acuerdo con la experiencia internacional, los elementos claves para lograr programas nacionales de ahorro de energía exitosos son cuatro: información, inversión, normación técnica y gestión (De Buen, 2007).

2. Fuentes renovables para la producción de electricidad

Para la producción de electricidad se han considerado los recursos hidroeléctricos, geotérmicos, eólicos y solar.

a) Energía hidráulica

Centroamérica cuenta con un potencial hidroeléctrico de 22.000 MW, de los cuales sólo se aprovecha 17%. El cuadro 5 resume el potencial hidroeléctrico aprovechable (potencia y energía) existente en los países de la región, así como la capacidad hidroeléctrica instalada, y presenta una estimación de la energía producida por esas centrales durante un año con condiciones hidrológicas promedio. También se incluyen en este cuadro los valores del potencial aprovechable no desarrollado o explotado, los cuales corresponden a estimaciones efectuadas por los países a partir de la evaluación de las cuencas hidrológicas, la identificación de sitios y la evaluación –con diferentes niveles de profundidad: estudios básicos y de prefactibilidad y factibilidad– de los proyectos. Como puede observarse, los países de la subregión poseen significativos recursos todavía no aprovechados, del orden de 18.000 MW, conformados por centrales de capacidades muy pequeñas (o minicentrales), pequeña, mediana y grande.

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL DE LOS RECURSOS HIDROELÉCTRICOS, 2004

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

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

b) Energía geotérmica

El cuadro 6 resume el potencial geotérmico aprovechable para propósitos de producción de electricidad, y se expone la capacidad geotérmica instalada, así como una estimación de la energía factible a ser producida en esas centrales, de acuerdo con los factores de planta históricos y los procesos de repotenciación y recuperación de campos que se llevan a cabo en la actualidad. A partir de esas cifras, se han estimado los valores del potencial geotérmico aprovechable no desarrollado ni

explotado. En su mayor parte, los potenciales corresponden a evaluaciones preliminares (a nivel de estudios básicos y estudios de prefactibilidad). En la actualidad se utiliza 15% del potencial total, de forma que los recursos geotérmicos todavía no aprovechados son del orden de 2.500 MW. En Costa Rica, el potencial total alcanza los 865 MW, pero los sitios enfrentan restricciones ambientales para su explotación, de forma que restarían sólo 69 MW por desarrollar, bajo los intereses anteriores.

c) Energía eólica y solar

Los resultados de la estimación realizada en cinco países centroamericanos (Belice, Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua), por el programa *Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)*, cofinanciado entre el Global Environment Facility (GEF) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, indican que hay 12.969 km² de área con potencial eólico bueno a excelente (400 a 600 W/m²). En todos estos países existe una predominancia de vientos clase 3 (300 a 400 W/m²), catalogado como viento moderado, excepto en Nicaragua donde existe un potencial considerable de vientos de más de 400 W/m² a más de 800 W/m². Cabe señalar que el estudio SWERA analizó el potencial eólico por cada kilómetro cuadrado de área, por lo que no todo el potencial identificado es técnicamente viable. En cuanto a potencial instalado, Costa Rica tiene 68,6 MW. Guatemala y Honduras tienen pequeños proyectos comunitarios en zonas rurales no mayores a 1 kW. Por su parte, Costa Rica ha estimado su potencial técnicamente viable en 106 MW, valor limitado por la disponibilidad de áreas con potencial eólico, fuera de las zonas ecológicamente protegidas.

Cuadro 6

ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL DE LOS RECURSOS GEOTÉRMICOS, 2004

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

Fuente: Capacidades instaladas de acuerdo con cifras oficiales; potenciales con base en datos del SIEE de OLADE

para El Salvador, Honduras y Panamá. Cifras oficiales para los otros tres países.

Para energía solar, el mismo estudio indica que para los países estudiados de la región, los valores de insolación son muy buenos, varían entre los 4 y los 7 kWh/m²/día, con una insolación mayor en la costa pacífica que en la atlántica. El Banco Mundial realizó estudios de mercado para sistemas fotovoltaicos en el sector rural de Honduras y Nicaragua e identificó 51 MW y 34 MW de potencial fotovoltaico respectivamente. Se estima que a nivel Centroamericano puede haber un potencial solar para aplicaciones rurales cercano a los 250 MW. En cuanto a sistemas instalados, Guatemala cuenta con aproximadamente 3 MW de sistemas fotovoltaicos en sistemas rurales, mientras que Honduras cuenta con 1 MW, ambos para aplicaciones rurales. En el caso de Costa Rica, se cuenta con alrededor de 200 kW instalados en sistemas fotovoltaicos aislados y 2,4 kW en plantas conectadas a la red. Se puede decir entonces que existe prácticamente un 100% de potencial por aprovechar en la región.

d) Cogeneración en procesos agroindustriales

A fines de 2006 se registraban 25 ingenios azucareros, que producen y venden energía eléctrica a terceros por medio de las redes de transmisión y subtransmisión (véase el cuadro 7). El aporte de la cogeneración fue de 1.356 GWh, significando un 3,7% de la generación total. Las mayores instalaciones se encuentran en Guatemala, las cuales han sido ampliadas y acondicionadas para generar fuera de la zafra (a base de combustibles fósiles); sin embargo, cabe aclarar que el mayor aporte es entregado durante el período de zafra (siete meses, de noviembre a mayo). De acuerdo con información disponible, no todos los ingenios que se encuentran actualmente cogenerando, aprovechan la totalidad de su potencial, particularmente los de Costa Rica y El Salvador. Por otra parte, en la región existen aproximadamente unos 27 ingenios que potencialmente podrían integrarse a los programas de cogeneración. De forma que según algunas estimaciones, el aporte de los ingenios azucareros al sistema eléctrico centroamericano podría duplicarse, aumentando la oferta en unos 1.200 GWh. Además, el cultivo de la caña se está extendiendo a nuevas áreas, motivado por las oportunidades que se están presentando en el mercado del azúcar, asociadas al CAFTA y la producción de biocombustibles. Esto permitirá aumentar el potencial de cogeneración en la región. Un estimado de dicho potencial se presenta en el apartado relacionado con los biocombustibles. Adicionalmente, cabe mencionar que existen experiencias iniciales de cogeneración a partir de biogás, que se están aplicando con éxito, como son los casos de dos beneficios de café en Costa Rica.

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LA COGENERACIÓN
DENTRO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, 2006

	Número de plantas	Capacidad Instalada (MW)	Ventas a la red (GWh)	Participación porcentual en la industria eléctrica del país
Total	25	602,6	1 356,6	3,7
Guatemala	9	306,5	807,0	10,9
	4	85,5	175,8	3,1
Honduras	8	59,8	100,0	1,7
Nicaragua	2	126,8	210,6	9,1
Costa	2	24,0	12,2	0,1

Fuente: CEPAL (2007c).

3. Biocombustibles

La producción de biocombustibles líquidos es una opción que haría posible atender una parte de las necesidades del sector transporte, tanto para la gasolina como para el diesel. Con respecto al primer combustible automotor, en un estudio realizado por la CEPAL (2004b) se analizaron diferentes escenarios de crecimiento, a partir de caña de azúcar, dada la experiencia acumulada de los países centroamericanos en este cultivo (CEPAL, 2004c). Por otra parte, de acuerdo con los avances tecnológicos, la caña de azúcar es la mejor opción agrícola para la producción de bioetanol.

En el año 2005, la región sembró 408.000 de hectáreas, correspondiendo a Guatemala la mayor área sembrada, con 185.000 de hectáreas. Muy atrás le sigue El Salvador con 54.000, Costa Rica con 49.000, Nicaragua con 46.000, Honduras con 43.000 y Panamá, con 31.000 de hectáreas.

Para la expansión del área sembrada de caña, se han identificado algunos factores limitantes (CEPAL, 2007f). En los casos de El Salvador y Honduras, la mayor limitante es la tenencia de la tierra, ya que entre el 50% y el 60% está en manos de pequeños agricultores, sin acceso a créditos y visión empresarial. Por su lado, Costa Rica debe explorar nuevas regiones para expandir su área sembrada de caña, donde no existe experiencia del potencial productivo; adicionalmente debe aumentar su capacidad de cosecha mecanizada, por falta de mano de obra. La duración de la zafra, de 100 días de duración, es la única limitante de Panamá. Guatemala y Nicaragua no presentan este tipo de factores. Adicionalmente se constató la necesidad de implementar programas de mejoras en la productividad agrícola.

En Centroamérica solamente Costa Rica tiene en operación un programa piloto de mezcla de gasolina con un 7% de bioetanol, el cual se inició en febrero de 2006. Está localizado en la región norte de su territorio, bajo la responsabilidad de la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE). Como resultado de un proceso

de licitación, el bioetanol fue importado de Brasil, ya que los cañeros nacionales tenían previamente comprometido su producción y no participaron en el proceso. Para el año 2008, las autoridades de este país tienen programado extender el uso de gasohol en todo el territorio nacional.

Conviene mencionar que, además de la demanda interna del etanol, existe un mercado internacional de etanol que viene desarrollándose con mucha velocidad. En Estados Unidos, Europa, y los países asiáticos, muy recientemente se han dictado regulaciones tendientes a introducir un cierto porcentaje de biocombustibles. En el caso de Estados Unidos, el mercado más cercano para América Central, el tratado de libre comercio con los países de la subregión, CAFTA, permite la exportación ilimitada de etanol, siempre que la materia prima provenga de los países. Costa Rica ha venido deshidratando alcohol importado, para su posterior exportación. Recientemente Nicaragua comenzó a exportar bioetanol, a partir de producción de caña nacional.

La producción complementaria de azúcar, melaza y etanol, aunada a la cogeneración de energía eléctrica, transformaría a los ingenios azucareros en fábricas multienergéticas. Esto constituiría una revolución en el tratamiento de estos centros agroindustriales. Es posible generar excedentes de energía eléctrica para la red nacional entre 20 a 60 Kwh por tonelada métrica de caña procesada, para sistemas de cogeneración a vapor, con calderas de 42 bar y 80 bar de presión.

Ahora bien, con respecto al biodiesel, un estudio de la CEPAL evaluó las perspectivas de este biocombustibles en Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Honduras (CEPAL, 2007e). Costa Rica, Guatemala y Honduras contaban en 2005 con cultivos de palma africana en escala importante, 49.000, 31.000 y 82.000 hectáreas, respectivamente. Dado que la producción de aceite vegetal de la palma en esos países se destina principalmente para la exportación o mezcla con otros aceites vegetales para el mercado nacional que atiende la cocción de alimentos o para usos de la industria alimenticia, la eventual producción de biodiesel requeriría de nuevas áreas de siembra de oleaginosas, para no competir con los fines existentes.

De acuerdo con los resultados de los estudios mencionados, para suplir un 10% de bioetanol o un 5% de biodiesel, considerando consumos de combustibles en años recientes, la disponibilidad de tierra no llegaría a ser crítica. Adicionalmente del precio del petróleo y sus derivados, referencias obligadas para todos los estudios económicos de nuevas fuentes energéticas, en el caso de los biocombustibles los productores de caña y oleaginosas deben considerar también los precios internacionales del azúcar, del aceite vegetal, y de los dos biocombustibles mencionados (CEPAL, 2006d). Los requerimientos futuros de área sembrada caña de azúcar o de oleaginosas, o de otras especies, para suplir bioetanol o biodiesel, deberán compatibilizarse con la disponibilidad y

vocación de tierras en la región, así como con las necesidades de área para el consumo humano. El verdadero potencial de producción de biocombustibles en la región, tanto para el mercado nacional como para las exportaciones, sería el resultado del proceso de compatibilización mencionado.

4. Biomasa

Para definir el potencial del recurso biomásico en Centroamérica no existe información confiable sobre la cual se podría realizar una estimación. Este potencial estaría conformado por la oferta sustentable de leña (bosques, plantaciones forestales, árboles, cercas vivas, cafetales), los productos de los ingenios de azúcar (bagazo, cachaza, residuos agrícolas de las cosechas) y otros residuos biomásicos (aserraderos, arroceras, bananeras, plantaciones de piña, beneficios de café, plantaciones de palma africana, criaderos de animales, etc.). La mayoría de datos de las instituciones nacionales, ya sea forestales, o agricultura, o energía, no tienen series de datos coherentes. El rango de valores para cobertura boscosa, consumo de leña y carbón, producción maderable, entre otros, es muy alto. A nivel internacional existen datos disponibles en el sistema i-WESTAT (incluye el FAOSTAT), el cual compila una serie de bases de datos, tanto de instituciones forestales como energéticas.³⁹

Esta ausencia de información representa un problema importante en los estudios energéticos en Centroamérica, dada la alta participación de la biomasa en el balance energético en varios países. Aun más, se desconoce qué porcentaje de la producción responde a patrones de sustentabilidad.⁴⁰

En Costa Rica se realizó recientemente un estudio sobre la oferta y el consumo de biomasa en el año 2006 (MINAE, 2007). Los resultados apuntan que la oferta potencial de biomasa es de 60.354 Tera Joules (TJ), la cual incluye con gran detalle todos los componentes listados anteriormente, salvo la producción sustentable de los bosques. Con todo este potencial de biomasa se podría producir alrededor de 635 MW de electricidad, durante 330 días al año, con una eficiencia de generación del 30%.

5. Fuentes renovables para suministro de otras formas de energía

Las fuentes de energía renovable, consideradas a pequeña escala, tienen el enorme potencial de proporcionar energía a poblaciones

³⁹ Existe un estudio realizado por la CEPAL en el año 1988, el cual estima el potencial de biomasa en cada país centroamericano, sin embargo, los datos ya son obsoletos por la dinámica del recurso natural, dado el tiempo transcurrido.

⁴⁰ Para superar esta limitación de información, la CEPAL inició en septiembre de 2007 un estudio sobre el potencial de biomasa en Centroamérica, con financiamiento de la República Federal de Alemania. El informe estará listo en marzo de 2008.

que se encuentran en zonas aisladas, para aplicaciones de uso domiciliario, comunitario y productivo. Para producción de electricidad se pueden utilizar los paneles fotovoltaicos que tienen un uso muy amplio, así como las tecnologías hidráulicas a pequeña escala, eólica y biomasa (combustión, gasificación, etc.). Por su lado, para la producción de calor se puede utilizar los calentadores solares o las estufas solares, o calderas que utilizan biomasa. Finalmente, la fuerza motriz se puede obtener de la energía eólica y de la biomasa (combustión, gasificación).

6. Petróleo

El petróleo goza de una serie de ventajas físicas y químicas que han favorecido su marcada penetración en el consumo energético mundial desde hace varias décadas (flexibilidad, sustituibilidad, poder calorífico, etc.). Esta tendencia general se aprecia también en Centroamérica, a pesar del fuerte consumo de biomasa.

Con una baja producción de petróleo en Guatemala (cuya calidad determina que en su mayoría se exporte), la región es totalmente dependiente de las importaciones de crudo y derivados. Con relación al suministro, se constata un proceso de diversificación de los países abastecedores de Centroamérica, pues en los años ochenta México y Venezuela eran sus fuentes principales, mientras que en 2006 han aparecido nuevas fuentes, como Estados Unidos, Ecuador, Chile, Argentina Colombia, etc., aun cuando Venezuela ha mantenido una participación significativa. La localización geográfica del Istmo Centroamericano entre dos colosos petroleros (Venezuela y México), así como un mercado petrolero muy dinámico de la Costa del Golfo, y la aparición de nuevos exportadores latinoamericanos, proporcionan ciertas seguridades de suministro a la región. Sin embargo, las inesperadas alzas del precio del petróleo en el mercado internacional afectan fuertemente a estos países, con impactos importantes para las clases sociales más desprotegidas.

Con respecto al suministro futuro de hidrocarburos a nivel mundial, en la literatura internacional especializada existen dos enfoques. Por una parte, la industria petrolera proclama que las reservas de petróleo y gas han mostrado una tendencia creciente desde 1980, año en que se comenzó a llevar los datos. De forma que las reservas actualmente son adecuadas para abastecer el consumo por varias décadas futuras. Es conclusión, no hay ninguna escasez de reservas de hidrocarburos (Rhul, 2007). Por el otro lado, diferentes estudios se han publicado anunciando problemas de suministro en el mediano o largo plazo. Uno de lo más recientes, elaborado por Bamberger y Rogeux (2007), investigadores de Electricité de France, concluye que en el horizonte 2015-2020, aparecerán fuertes tensiones ligadas al suministro de petróleo. Para ello recurren a la modelización de las curvas de explotación de las diferentes fuentes de energía y la dotación de recursos mundiales. Los autores expresan que el

recurso más raro del mundo energético es el tiempo que se dispone para asegurar la transición necesaria hacia uno con una mejor eficiencia energética. Por su parte, la Agencia Internacional de Energía (AIE) advierte en su publicación World Energy Outlook, de noviembre de 2007, la posibilidad de una crisis de suministro de petróleo, hacia el año 2015.

Por razones ambientales, en muchos países industrializados (ejemplo Inglaterra) se ha venido promoviendo el uso del GLP en vehículos automotores. Con el alza en los precios del petróleo, el GLP se convirtió en una opción para reducir el impacto de dichos aumentos en los vehículos con motores a gasolina. De esta forma, varios países de Centroamérica han promovido esta sustitución de combustibles. Sin embargo, conviene mencionar que la cadena de suministro de GLP es más compleja, desde el punto de vista tecnológico, que los derivados líquidos del petróleo. Adicionalmente, el GLP automotor compite con el gas utilizado para la cocción por una buena parte de la población, de forma que para evitar problemas futuros, es necesario asegurar todas las instalaciones en la cadena de suministro de este combustible gaseoso y establecer las normas técnicas necesarias para la conversión de vehículos para asegurar un manejo seguro en su operación.

Debido a que el petróleo continuará teniendo una participación importante en la matriz energética de la región, deberá aumentarse la eficiencia en la cadena de suministro petrolero. La entrada en vigor de la Unión Aduanera, con normas armonizadas para todos derivados del petróleo, permitiría el ingreso de un mayor número de actores en la cadena de suministro, principalmente importadores. Si se complementa con regulaciones que favorezcan la instalación de estaciones de bandera blanca, los niveles de competencia en la comercialización de derivados podrían aumentar significativamente. Otro punto en este tema se refiere a la capacidad de las direcciones generales de hidrocarburos de supervisar más estrechamente el comportamiento del mercado, tanto en los aspectos físicos como de precios.

La instalación de terminales marítimas nacionales o regionales (dos o tres países), bajo el concepto de acceso abierto para la importación de derivados, sería un medio para reducir los costos de suministro de los derivados a los consumidores finales y mejorar las condiciones de garantía de suministro. Estas bases deberían estar asociadas con ductos nacionales y/o internacionales, también con acceso abierto.

7. Gas natural

Pese a un intenso proceso de introducción del gas natural en todo el mundo, las posibilidades de uso en Centroamérica han sido nulas hasta el presente, ya que no existe en la actualidad ningún suministro y no se cuenta con infraestructura para importarlo,

distribuirlo y utilizarlo en la industria, en la generación de electricidad o en el sector doméstico.

Con excepción de Guatemala y Belice, que cuentan con reservas y producción de petróleo, las posibilidades de encontrar gas natural en el subsuelo centroamericano son más bien limitadas. Sin embargo, en el pasado se han emprendido iniciativas para impulsar proyectos de suministro de gas natural a Centroamérica. En ese sentido, en 1998 la Sede Subregional de la CEPAL en México evaluó la posibilidad de suministrar gas natural a la región, mediante ductos con procedencia de México, de Colombia y Venezuela. Como se anotó anteriormente, dentro del PIEM se lleva a cabo un estudio para analizar la introducción de gas natural en Centroamérica, tanto por ductos desde Colombia, como por la utilización de regasificadoras.⁴¹

Una oportunidad más en materia de uso de gas natural en el Istmo la constituye el hecho de que la producción de gas de Bolivia y Perú está por presentarse en la Costa del Pacífico. Actualmente, los yacimientos de gas de esos países se encuentran en fase de desarrollo y están buscando mercados de consumo externo; los proyectos que se están ejecutando permitirán llevar el gas natural licuado hacia la costa occidental del continente.

8. Carbón

Este combustible sólido es abundante en muchas partes del mundo, requiere de grandes espacios e infraestructura para su almacenamiento, y genera alta contaminación, tanto en la producción como en el consumo. A pesar de sus inconvenientes físicos, el carbón sigue siendo competitivo en la generación de electricidad. A fines del siglo XX, en Estados Unidos, Dinamarca, Alemania, Grecia, Irlanda y el Reino Unido, más de 45% de la electricidad se producía a partir de carbón y frecuentemente se usaba como combustible alternativo o auxiliar (Comisión de las Comunidades Europeas, 2002).

Los inconvenientes de usar carbón son principalmente ambientales. Dependiendo de su calidad y procedencia, el carbón puede generar importantes emisiones de SO_x. Además, las emisiones de gases de efecto invernadero también son considerables. Sin embargo, existe tecnología disponible para manejar en forma adecuada el problema de las emisiones en las centrales de carbón (SO_x, NO_x, partículas y trazas de elementos, como el mercurio). Con respecto a los GEI, existen dos formas de reducir sus impactos: i) el mayor potencial lo ofrece la captura y almacenamiento de CO₂, el cual puede reducir las emisiones entre un 80% y 90%, y ii) mejorar las eficiencias en las centrales de generación carboeléctricas (World Coal Institute, 2007).

Silenciosamente, sin contar con ninguna promoción o apoyo de instrumento o política energética, este combustible se ha

⁴¹ Los estudios están siendo elaborados, con patrocinio del BID, por un consorcio de empresas. En la Secretaría Técnica del estudio participan el BID y la CEPAL.

empezado a utilizar desde 1999, en la generación de electricidad, así como en algunas plantas cementeras. En la actualidad existe una central carboeléctrica en operación en Guatemala y se están reemplazando las calderas de una termoeléctrica convencional, en Panamá. Además, en algunos países, se construyen pequeñas calderas que utilizarán carbón, tanto para los procesos industriales como para la producción de electricidad. Por otra parte, en tres países (El Salvador, Guatemala y Honduras) existen propuestas con importante grado de avance, para instalar nuevas carboeléctricas, con capacidades de, entre 160 y 250 MW. La cercanía relativa de Centroamérica a depósitos de carbón de Colombia y la dinámica y madurez del mercado de dicho energético puede constituir una ventaja para la producción de energía eléctrica.

Las motivaciones para la utilización de este energético han sido puramente económicas, por la certeza existente de construcción de las centrales, en los plazos que demandarán las futuras licitaciones y con precios más favorables a los grupos electrógenos diesel.

9. Rellenos sanitarios

Ante el problema de la recolección de basura en las principales ciudades del Istmo Centroamericano, las alcaldías han comenzado a tomar medidas para instalar rellenos sanitarios, de forma que el impacto ambiental negativo sea reducido fuertemente. Estos vienen principalmente de las emisiones a la atmósfera del metano y por los efluentes al subsuelo, producto de la mezcla del agua de lluvia con los residuos, conocidos como lixiviados.

Debe observarse que los beneficios del aprovechamiento principalmente de los rellenos son ambientales. La venta de energía permite mejorar los números del proyecto y reducir los costos de los servicios ambientales asociados. Es deseable la existencia de mecanismos que hagan viable las transacciones energéticas.

En Centroamérica existe un relleno sanitario con recuperación de biogás para la generación eléctrica. Se trata del Proyecto de Energía Biotérmica Río Azul, en San José, Costa Rica. La generación eléctrica comenzó en agosto de 2004, el proyecto fue aprobado por la Junta Directiva de MDL y registrado en octubre de 2005. Fue desarrollado por el Grupo Corporativo SARET y tiene una capacidad de generación eléctrica de 3,7 MW. La reducción de emisiones estimada sobre un período de 10 años es de 1.560.835 toneladas CO₂e por concepto de reducción de emisiones de metano. También hay reducciones adicionales debido a la generación eléctrica que desplaza.

Existen además dos rellenos sanitarios en operación, pero que actualmente no están produciendo energía eléctrica. Se trata del relleno El Trébol, ubicado en Ciudad Guatemala, y Nejapa, San

Salvador. Conviene mencionar que la Agencia de Protección Ambiental (EPA) y la Agencia para el Desarrollo Internacional de Estados Unidos (US-AID), elaboraron un modelo para estimar la cantidad de energía del metano que se puede, en forma factible, recuperar del relleno. Este modelo ha sido diseñado para las condiciones particulares de la región.

10. Innovaciones tecnológicas

Los avances en la ciencia han llevado al desarrollo de nuevas tecnologías con eficiencias mayores, aunque por ahora a costos muy elevados, que prometen formar parte de las soluciones hacia los objetivos de reducción de dependencia de combustibles fósiles y de emisiones de gases de efecto invernadero. Las innovaciones tecnológicas que existen actualmente se aplicarían a los sectores de generación eléctrica, transporte y combustibles, edificios y aparatos eléctricos, e industria. Algunas de estas nuevas tecnologías podría ser aplicadas en el corto a mediano plazo en la región Centroamericana, tales como los ciclos combinados de gas natural, ciclos avanzados de vapor, biocombustibles de segunda generación, vehículos híbridos, aislamiento para edificios, iluminación eficiente, aparatos electrodomésticos, entre otros (véase el anexo I).

B. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN EL LARGO PLAZO

Para determinar la demanda de los diferentes energéticos en el año horizonte, se usó la siguiente metodología. En primer lugar, se obtuvo la proyección macroeconómica de los países del Istmo Centroamericano, la cual sirvió como marco de referencia, para todo el ejercicio. En un segundo paso, con dicha información macroeconómica, se estimó la demanda futura final de los derivados del petróleo, así como la demanda de electricidad. Finalmente, en un tercer paso, con la demanda futura de electricidad, se obtuvieron los planes de expansión de las centrales de generación, los cuales proporcionan el tipo y tamaño de las centrales requeridas para suplir la demanda, así como los combustibles requeridos para la producción de electricidad. Se usó como año base para los diferentes cálculos, el año 2005.

1. Proyección macroeconómica de la región ⁴²

Durante las últimas dos décadas, las principales variables macroeconómicas de los países centroamericanos mostraron un comportamiento caracterizado por trayectorias volátiles, acompañadas con cambios estructurales importantes. Ello se debe a

⁴² Esta sección se basa en el documento interno de la CEPAL denominado Pronósticos de crecimiento económico para los países de Centroamérica, elaborado por los consultores Luís Miguel Galindo y Horacio Catalán, septiembre de 2005.

un conjunto de características y condiciones de factores de múltiple origen y de diversa índole, donde coexisten elementos económicos, sociales y políticos, sin excluir otras particularidades nacionales. Sin embargo, el estudio de la información estadística permitió identificar la existencia de algunos patrones sistemáticos de comportamiento en la trayectoria del PIB, los cuales pueden utilizarse para realizar inferencias sobre escenarios futuros (CEPAL, 2003a).

El crecimiento económico en la región siguió un patrón de fluctuaciones alrededor de una tendencia creciente, estando dichas fluctuaciones autocorrelacionadas. Además se identificó que la inversión doméstica y la evolución de la economía de Estados Unidos eran los factores determinantes para explicar el ritmo de crecimiento económico de los países centroamericanos. En estos trabajos deben tomarse en cuenta las limitaciones que implica realizar simulaciones de largo plazo con información limitada, cambios estructurales y fuerte inestabilidad en las series.

Con los datos disponibles, el estudio elaboró bandas de crecimiento promedio anual económico por país, para todo el período 2005-2015. El primer escenario, de tipo tendencial, es el resultado del análisis de las trayectorias del PIB, las cuales muestran un cierto proceso de convergencia, hacia 2,5% y 3% de crecimiento anual. Por otra parte, se elaboró otro escenario, suponiendo un mayor dinamismo de la economía mundial, y un proceso de integración centroamericana que se traduzca en un incremento sustancial de la formación de capital nacional. Finalmente, mediante un análisis complementario país por país, para incorporar algunas particularidades, se calcularon las tasas medias de crecimiento de largo plazo (véase el cuadro 8).⁴³

Cuadro 8

ISTMO CENTROAMERICANO: BANDAS DE CRECIMIENTO ECONÓMICO
MEDIO ANUAL POR PAÍS, 2005-2015

(Porcentajes)

Margen	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Bajo	2,3	2,0	3,0	3,9	3,6	4,0
Alto	4,3	4,0	4,0	4,9	4,6	5,0
Medio	3,3	3,0	3,1	3,5	4,0	4,0

Fuente: Galindo, Catalán (2005).

El impacto del CAFTA en la actividad económica del Istmo Centroamericano fue incorporado, en forma indirecta, en el escenario de alta integración. A este respecto conviene mencionar

⁴³ Para cada país, la tasa de crecimiento es el valor esperado en el largo plazo.

que la CEPAL y la SG-SICA llevaron a cabo estudios especiales sobre el efecto del CAFTA en Centroamérica, mediante modelos estáticos y dinámicos (CEPAL/SG-SICA, 2004). Los resultados de los modelos deben entenderse como el resultado final, una vez que todos los ajustes y cambios que provoca el Tratado se hayan realizado. Dichos estudios indicaban que los beneficios estáticos del tratado eran muy bajos (cerca de cero), debido a que a esa fecha, la mayor parte del comercio entre Centroamérica y Estados Unidos se beneficiaba de aperturas unilaterales llevadas a cabo por ambas partes, gracias a los beneficios de la Iniciativa de la Cuenca del Caribe o la aplicación del Sistema Generalizado de Preferencias. Sin embargo, los modelos dinámicos, que consideran el impacto de las migraciones y las economías de escala, así como el efecto asociado a las inversiones, indicaban que los beneficios totales se situaban entre 0,40% y 1,10% adicional por año, lo cual representa entre 20.000 y 60.000 nuevos puestos de trabajo por año. De acuerdo con dicho estudio, el CAFTA era uno de los proyectos con más altos beneficios posibles que la región podía ejecutar.

2. Proyección de los precios de los energéticos

Adicional a la proyección macroeconómica de la región, con el fin de estimar la demanda futura de los diferentes energéticos es necesario analizar la evolución de los precios de los derivados del petróleo y de la electricidad, en el período de estudio.

a) Precio de los productos derivados del petróleo

i) Gasolinas y diesel. Para la proyección de los precios de las gasolinas y diesel se utilizó como referencia la proyección del crudo WTI para el período 2006-2020, elaborada por la Secretaría de Energía de México (a principios de 2006),⁴⁴ expresada en precios reales de 2005. Luego, para estimar los valores nominales de la serie de precios del crudo de referencia, se usó el valor promedio de la tasa de inflación de Estados Unidos en el período 1996-2005, como factor constante, para el período 2007-2020 (Fernández, 2007).

La diferencia entre los precios fob de los diferentes combustibles es cambiante según la oferta y demanda de cada uno de ellos en los mercados internacionales, por lo que su estructura cambia de un año a otro. No obstante lo anterior, las proyecciones establecidas en el presente estudio consideraron una estructura fija.

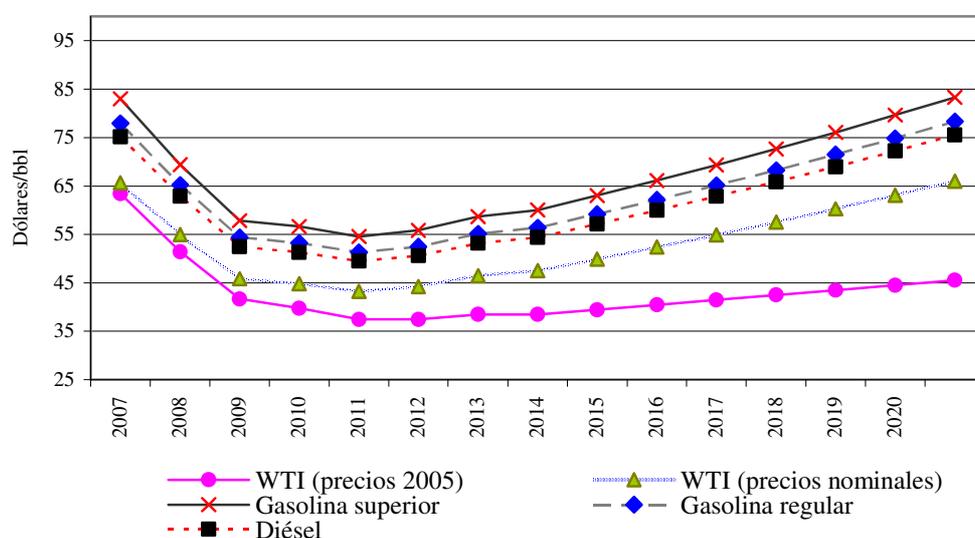
⁴⁴ Se dejó de usar la proyección de la Energy Information Administration de Estados Unidos, pues el precio publicado es un precio promedio ponderado de las entregas a todas las refinerías de ese país. Se consideró estadísticamente más significativo usar la proyección del WTI para estimar la demanda de las gasolinas y diesel (excluyendo la utilizada en generación eléctrica) en Centroamérica.

Luego, la proyección de precios fob de las gasolinas y diesel se realizó aplicando al precio de 2005 de cada producto, las tasas de crecimiento (en términos reales) implícitas en la proyección de precios del crudo del WTI. Por último, se calcularon los precios fob de los combustibles en dólares corrientes aplicando una tasa de inflación predefinida (Fernández, 2007). Por otra parte, cabe mencionar que en el caso de las gasolinas, regular y superior, se consideraron ajustes en los precios fob por diferencia de octanaje y presión de vapor, entre la reportada en Platt's para el mercado USGC y la que se tiene especificada en cada país (véase el gráfico 12).⁴⁵

Ahora bien, la proyección de precios a los consumidores finales de la gasolina regular, la gasolina superior y el diesel se realizó estimando los diferentes elementos que intervienen en la formación de precios al consumidor, vigente en cada país. Adicionalmente a los precios fob nominales definidos anteriormente, se tomaron en consideración cuatro elementos: flete y seguro; márgenes; costos adicionales, e impuestos y recargos.⁴⁶

Gráfico 12

PRECIOS REALES Y NOMINALES WTI Y PRECIOS REALES DE DERIVADOS, 2007-2020



Fuente: Fernández, 2007.

⁴⁵ En Costa Rica se incluyó también un ajuste a los precios del diesel por diferencias en el contenido de azufre, sobre la base del porcentaje de este contaminante en sus importaciones, a fin de tomar en cuenta el programa de reducción de azufre en este país.

⁴⁶ La metodología y los cálculos pertinentes aparecen en Fernández L. (2007).

ii) Combustibles para la generación eléctrica. Los precios para los derivados del petróleo destinados a las centrales eléctricas (diesel y fuel oil) fueron definidos por el CEAC, en su estudio de perspectivas del sector eléctrico, con base en la proyección de la EIA (2006). Dichos precios reflejan los valores promedios pagados por las centrales de generación en Estados Unidos, por el suministro de dichos combustibles, incluyendo el transporte. El CEAC supuso que los precios pagados por las empresas de generación eléctrica en Centroamérica eran similares a los experimentados por las empresas homólogas en Estados Unidos (véase el gráfico 13).

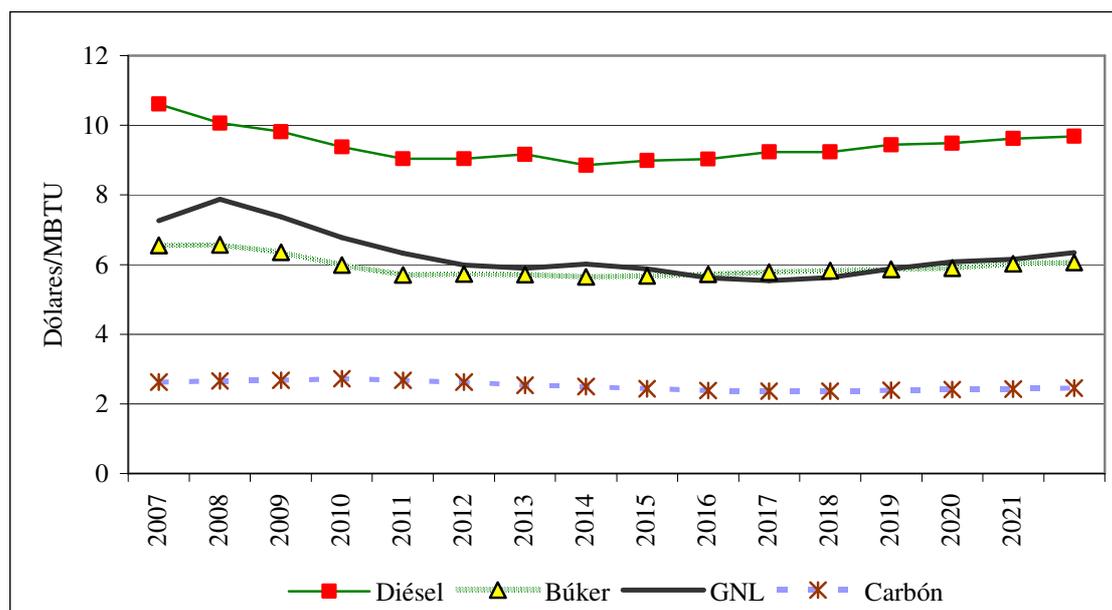
Con respecto al carbón se utilizó la misma referencia mencionada anteriormente (EIA, 2006). En este caso se trata de carbón estadounidense, y el precio refleja su valor promedio de exportación, adicionado por el transporte y el costo del manejo portuario.

En forma similar, para el gas natural licuado se ha utilizado el precio Henry Hub de la misma publicación. Las entregas de gas natural licuado en Centroamérica están ligadas al precio Henry Hub, ya que Estados Unidos es el principal importador de dicho combustible. El precio del GNL en puerto se estimó deduciendo del precio de referencia del gas natural el diferencial por transporte a Centroamérica con relación a Estados Unidos y también el costo de regasificación. Esto implica una reducción del precio en aproximadamente 0,7 dólares/MMbtu con relación al gas de Estados Unidos. De forma que para un productor de GNL sería indiferente entregar su producto en Centroamérica o en Estados Unidos, suposición tal vez algo optimista dada las diferencias en volúmenes de consumo entre ambos mercados.

Gráfico 13

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2007-2021

(Precios reales 2005)



Fuente: Energy Information Administration en su informe "Annual Energy Outlook 2006".

b) Precios de la electricidad

Inicialmente, durante el año 2006, la CEPAL elaboró una proyección de precios de la electricidad con base en modelos econométricos, sin embargo, un año después, los países elaboraron una nueva serie de precios, la cual fue utilizada para definir la proyección de la demanda de electricidad para el estudio del GPIR. Las diferencias entre ambas proyecciones fueron menores.

Para fines informativos se anota que en la estimación de los precios finales de la electricidad, elaborada por la CEPAL, se partió primero de los costos marginales de producción, considerados en el nodo central de alta tensión de cada país. Después se agregaron los costos de transmisión y distribución considerando que se mantendría la inercia durante los primeros años de la proyección y, posteriormente intervendría un proceso de racionalización y armonización paulatina de tarifas y costos congruentes con el proceso de formación del mercado eléctrico regional y la convergencia de precios esperada. De esta forma se estimaron las tarifas residencial, general, industrial y otros, para cada país, durante el período 2005-2019. Debe tenerse presente que en los seis países existen, cuando menos, 37 pliegos tarifarios, aplicables a igual número de empresas, que fácilmente podrían representar alrededor de cuatro o cinco centenas de tarifas para los diferentes sectores o grupo de consumidores.

3. Proyección de la demanda de energéticos

Contando con la proyección de las variables macroeconómicas y de los precios de los derivados del petróleo y la electricidad, se pasó a estimar la proyección de la demanda de los diferentes energéticos, en el período en estudio.

a) Demanda final de derivados del petróleo

Las proyecciones de consumo final de combustibles (que excluye los destinados a la producción de electricidad) para el período 2005-2020, se calcularon mediante distintos enfoques metodológicos, según las características de los factores determinantes en cada producto. Para las gasolinas y diesel, que en conjunto representan casi 73% del consumo final de derivados del petróleo de la región, se utilizaron modelos econométricos con dos variables explicativas, el PIB y el precio del combustible (gasolina o diesel, según el caso), ambas expresadas en dólares reales (véase el gráfico 14). No obstante sus limitaciones, a fin de contar con un modelo sencillo y ampliamente documentado sobre los resultados que arroja en el campo de los energéticos, se eligió una forma funcional que calcula las elasticidades del consumo de combustible bajo el supuesto de que son constantes en todo el rango de valores que presentan las variables explicativas. Por su parte, para las proyecciones del kero-jet, fuel oil y asfalto, se usaron métodos autorregresivos, ajustados por el crecimiento sectorial del PIB.

El caso del GLP mereció un tratamiento diferente, pues representa actualmente el 11,7% del consumo final de derivados del petróleo en el Istmo Centroamericano, y tiene un alto ritmo de penetración. La demanda futura de este combustible se estimó sobre la base de los siguientes elementos: i) la tasa de crecimiento histórica del consumo, como un primer indicador de tendencia; ii) el comportamiento del consumo promedio por habitante, tanto del propio país en análisis como frente a los otros de la región, como un criterio de control de la tendencia histórica del consumo; iii) el efecto en el consumo de los altos precios del gas ocurrido entre 2000 y 2006; iv) el impacto de eventos o estrategias particulares de algunos países, como los subsidios en El Salvador y Panamá, la venta de gas carburante en este último, entre otros.

El consumo final de productos derivados del petróleo, que excluye el consumo para la generación de electricidad, pasaría de 75,5 a 131,1 millones de barriles entre 2005 y 2020 (véanse el cuadro 9 y el gráfico 15), lo cual representará un consumo adicional de 55,6 millones de barriles y una tasa de crecimiento promedio anual de 3,7%. La demanda de combustibles ligeros será notablemente más dinámica que la de productos pesados. Las tasas de crecimiento más importantes serán para gasolina regular y súper, diesel y gas LP, que crecerán a una tasa promedio anual de 3,9%. Las tasas menos dinámicas serán para kerosinas (2,5%), asfalto (2,9) y fuel oil (3,2%). A pesar de esa doble dinámica la estructura del consumo se mantendrá prácticamente constante, con

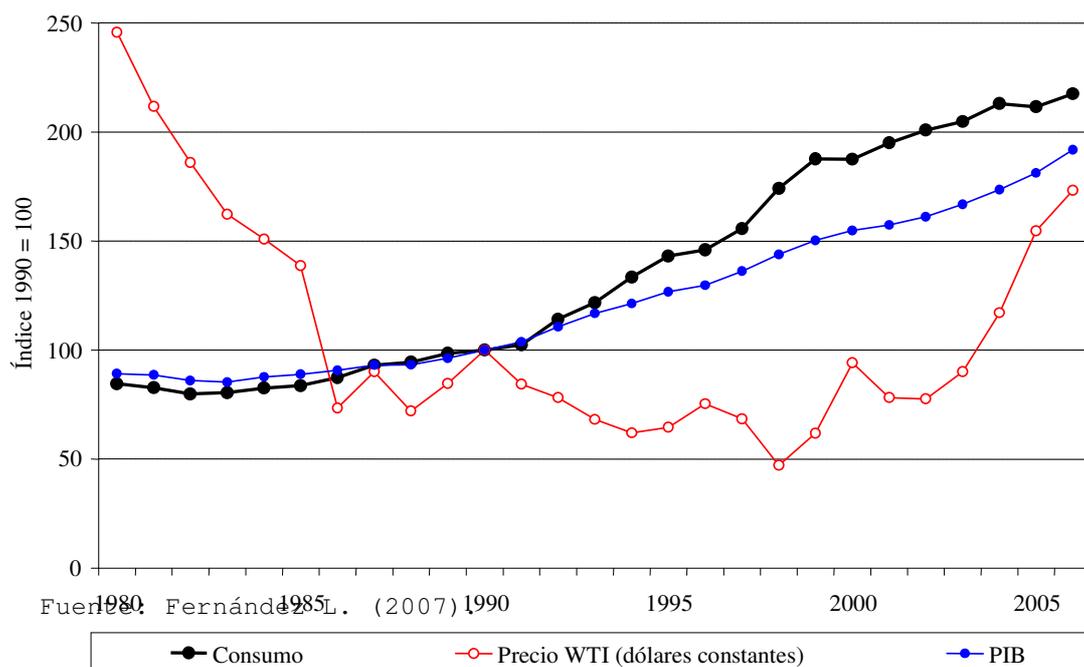
cambios que no van más allá de un punto porcentual en la participación de cada combustible (véase el cuadro 9).

Los carburantes solventarán el 74,4% del consumo final de productos derivados del petróleo; el peso relativo del diesel (42,5%) continuará siendo mayor que el de la gasolina (31,9) al contar con mercados de consumo más diversificados. El tercer combustible más consumido será el gas LP (11,9%), el cual se concentra en el sector residencial y comercial. Las participaciones de fuel oil, kero/jet y asfalto disminuirán ligeramente hasta situarse en 6,3%, 5,9% y 1,4% respectivamente.

Los mercados nacionales de derivados del petróleo mantienen su orden relativo, con Guatemala en el primer lugar, y Nicaragua el de menor consumo (véase el gráfico 16).

Gráfico 14

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO, PIB Y PRECIO CRUDO WTI, 1980-2006



Cuadro 9

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE PRODUCTOS DERIVADOS
DEL PETRÓLEO, 2005 y 2020

(Miles de barriles)

	Gasolina regular	Gasolina premium	Gasolina total	Diesel	GLP	Kero/Jet	Fuel Oil	AvGas	Asfalto	Total derivados
2005	10 988	12 525	23.512	31 320	8 775	5 313	5 144	86	1 206	75 479
Porcentajes	46,7	53,2	30,9	41,5	11,6	7,0	6,8	0,1	1,6	100,0
2020	19 607	22 222	41 829	55 753	15 583	7 726	8 229	84	1 858	131 063
Porcentajes	46,9	53,1	31,9	42,5	11,9	5,9	6,3	0,1	1,4	100,0

Fuente: Elaboración propia con cifras de Fernández L. (2007).

Gráfico 15

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE DERIVADOS
DEL PETRÓLEO, POR PRODUCTO, 1980-2020

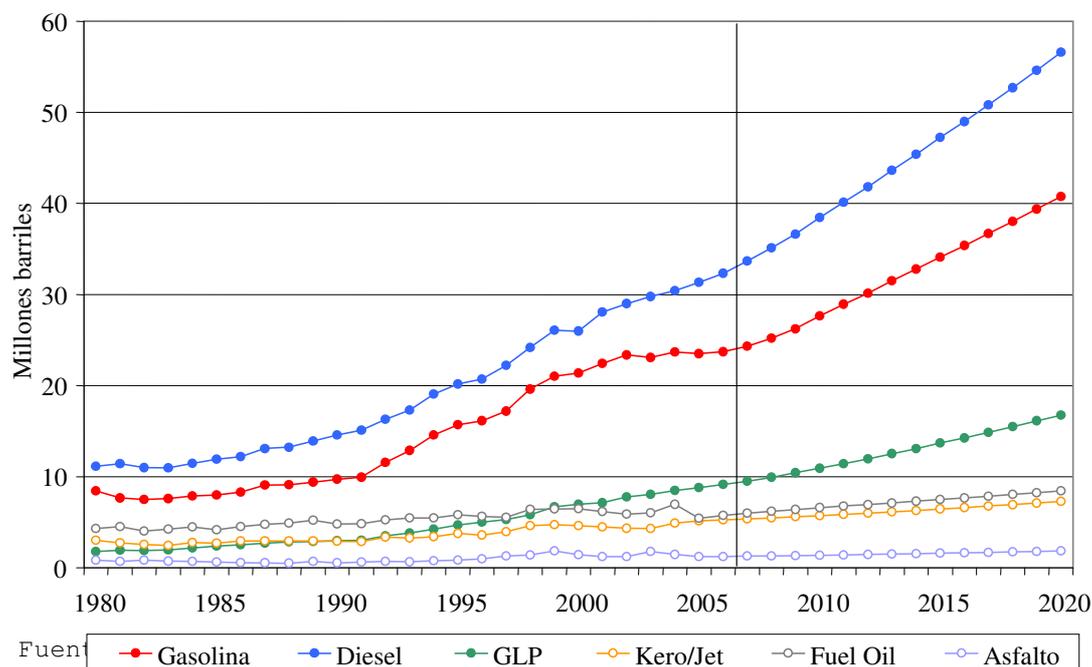
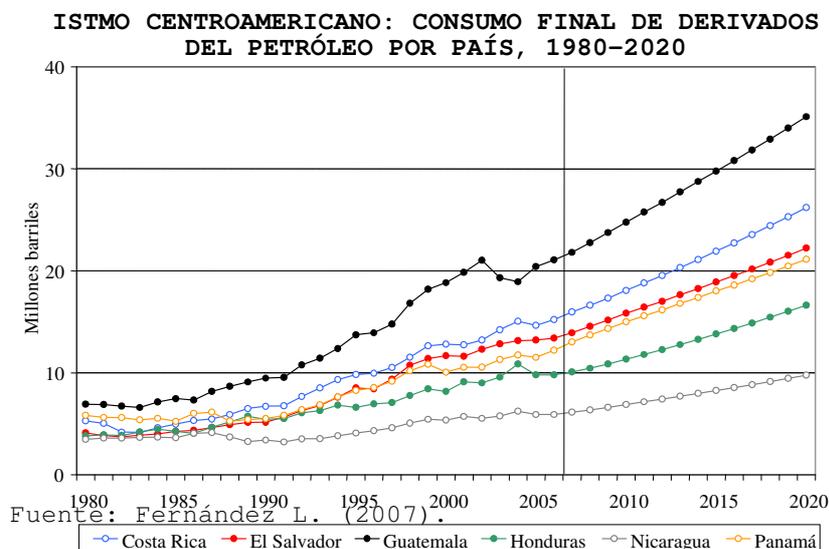


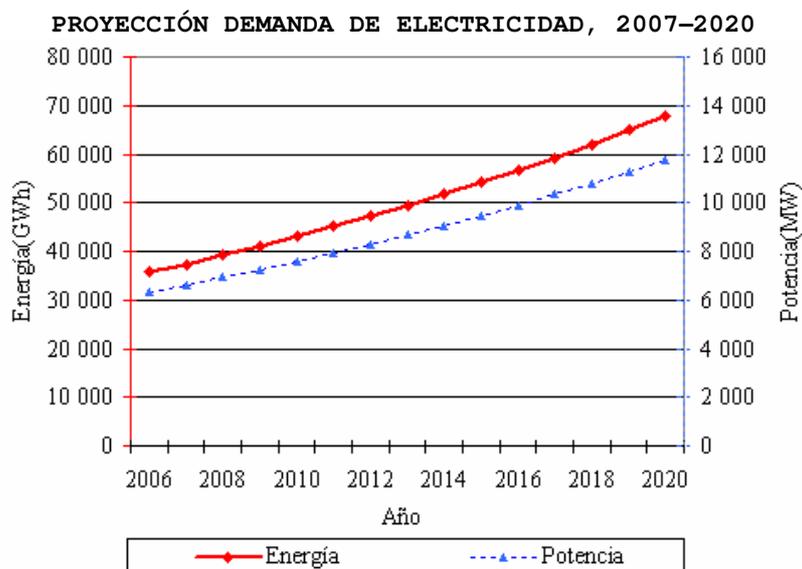
Gráfico 16



b) Demanda de electricidad

En el escenario medio elaborado por el GPIR, con base en información entregada por los países, la demanda de potencia pasa de 6.328 MW en 2006 a 11.770 MW en el año 2020 (CEAC, 2007), para una tasa prevista de crecimiento de 4,5% (véase el gráfico 17). Por su parte, la demanda de energía tendría un crecimiento de 4,7%, pasando de 35.664 Gwh a 67.583 Gwh.

Gráfico 17



c) Demanda de combustibles para la generación de electricidad

Con la proyección de la demanda de energía eléctrica, el GTPIR definió ocho casos o planes de expansión regional de la generación eléctrica, en función de la participación futura de plantas hidroeléctricas u otras renovables, el precio de los combustibles para la generación eléctrica, la tasa de crecimiento de la demanda, y la interconexión de Panamá con Colombia (CEAC, 2007).

En los primeros años, de 2006 al 2008, todos los países tienen definidas las centrales que se encuentran en construcción o en etapa de búsqueda de financiamiento, las cuales conforman el llamado Plan Fijo. Este plan da un incremento neto de 878 MW (incluye adiciones por 896 MW y retiros por 18 MW de generación), conformado por 631 MW en centrales hidroeléctricas y cogeneración, 138 MW centrales geotérmicas y 109 MW plantas térmicas. Es decir, un incremento del 88% de centrales de generación con base en recursos naturales. Para el período 2009-2020, en cada escenario el estudio mencionado encontró un plan indicativo regional optimizado. Para ese fin utilizó el modelo SUPER-OLADE, versión 5.1 y sus módulos de Demanda, Hidrología y Planificación bajo incertidumbre. En forma complementaria usó el modelo SDDP, versión 9.0d. Los resultados de los modelos determinan un plan óptimo (mínimo del Valor Presente de las inversiones, y de la operación y mantenimiento) con las nuevas centrales de generación eléctrica, su tecnología, secuencia, consumo de combustibles, nivel de inversiones, entre otros parámetros.

Con el fin de limitar la extensión del presente estudio, se han seleccionado solamente tres de los ocho planes de expansión del sistema de generación considerados por el GTPIR. Estos se describen a continuación:

i) Plan Eléctrico 1: Con la proyección media de los combustibles para generación eléctrica, tasa de crecimiento promedio de la demanda, sin interconexión con Colombia, incorpora una participación limitada de nuevas centrales hidroeléctricas a aquellas con una capacidad de 75 MW, con un costo inferior a los 150 millones de dólares (correspondería al denominado Caso C del estudio del CEAC).⁴⁷

ii) Plan Eléctrico 2: La situación sería similar al plan anterior, cambiando el grado de participación de nuevas centrales hidroeléctricas, pues se considerarían como plantas candidatas para la expansión del sistema regional, aquellas de una capacidad instalada menor a 150 MW, con un costo de inversión menor a los 300 millones de dólares (corresponde al denominado Caso A del estudio del CEAC).

iii) Plan Eléctrico 3: similar al primero, pero que la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos sería libre, estando

⁴⁷ Con el fin de compatibilizar los resultados del estudio del CEAC para la industria eléctrica, con los otros estimados de las proyecciones de consumo final para los diferentes combustibles, se debió cambiar el orden que tienen los casos en el estudio del CEAC.

disponibles todas las plantas existentes en el catálogo definido por los países (correspondería al denominado Caso B del estudio del CEAC). El listado de las centrales hidroeléctricas seleccionadas en este Plan 3 se muestra en el anexo II.

De acuerdo con los resultados de estos tres planes eléctricos seleccionados, en los próximos 15 años se requerirían instalar entre 6.000 y 7.000 MW, de los cuales corresponderían a centrales hidroeléctricas entre 2.000 y 5.000 MW (véase el cuadro 10). Asimismo se esperarían fuertes cambios en la estructura de generación en el Istmo Centroamericano (véase el cuadro 11). En primer lugar se prevé la entrada de gas natural, energético fósil que sin embargo permitirá diversificar la canasta de combustibles y elevar la eficiencia del parque de centrales. También se esperaría una fuerte progresión del carbón, energético con elevado impacto ambiental pero de precio menos variable y volátil que los otros combustibles. En total, la generación neta total de electricidad pasará de 34 TWh en 2005 a 67 TWh en 2020, lo cual significa duplicar la producción en un lapso de 15 años.

Cuadro 10

ISTMO CENTROAMERICANO: ADICIÓN NETA DE POTENCIA
POR TECNOLOGÍA, 2007-2020

(MW)

	Plan 1	Plan 2	Plan 3
Adición	7 180	7 147	8 225
Reducción	1 370	1 370	1 370
Neto	5 810	5 777	6 855
Hidroeléctrico	1 952	2 628	5 301
Geotérmico	515	456	456
Termoeléctrico	3 343	2 693	1 098

Fuente: CEAC (2007). Incluye el Plan Fijo de Centrales de producción eléctrica.

Cuadro 11

ISTMO CENTROAMERICANO: GENERACIÓN EN 2020 POR FUENTE,
SEGÚN PLANES, 2005 y 2020

(Giga-Watts-hora)

	Carbón	Diesel	Bunker	GNL	Geo	Bagazo	Hidro	Total
2005	978	10 949	1 611	0	2 665	1 251	17 050	34 504
2020 Plan								
I	16 501	1 487	6 684	9 404	6 509	1 503	25 380	67 467

Plan									
II	17 913	2 079	7 575	3 521	6 048	1 522	28 656	67 314	
Plan									
III	8 533	1 879	5 922	2 697	5 996	1 509	40 756	67 292	

Fuente: Elaboración propia con cifras del CEAC (2007).

En el Plan I, donde sólo es posible la construcción de presas pequeñas, el aumento de la demanda de electricidad será satisfecho con generación térmica basada en carbón y gas natural. En este caso la estructura de generación en el 2020 sería la siguiente: hidroelectricidad 38%, carbón 24%, gas natural 14%, bunker 10% y geotermia 10%; diesel y bagazo aportarían 2% cada uno. En el Plan II habría un tímido incremento en la generación hidroeléctrica, complementada con una fuerte participación térmica. En el Plan III la generación reposaría fundamentalmente en recursos hídricos 61% y sería complementada con carbón 13%, geotermia 9%, bunker 9%, gas natural 4%, diesel 3% y bagazo 2%.

Para el análisis económico de los tres planes mencionados se utilizó como criterio la minimización de la inversión más los costos de operación (incluido el costo de la energía no servida) y mantenimiento. El Valor Presente de dicho flujo de gastos, en dólares de 2005, se actualizó a diciembre de 2008, con una tasa anual del 12%. Para cada uno de los Planes, el Valor Presente fue de 11.964, 11.978 y 11.502 millones de dólares (véase el cuadro 12). El Plan de menor valor presente corresponde al tercero, en que las centrales hidroeléctricas entran sin ninguna limitación. Este plan tiene los mayores costos de inversión, pero los menores costos de operación, resultando en un menor costo total, comparado con los otros dos planes. El costo marginal de corto plazo varía entre 60 y 66 dólares/MWh, siendo menor para el Plan 3, que contempla la mayor participación de centrales hidroeléctricas.

Con respecto a los combustibles utilizados, conviene mencionar la fuerte entrada del carbón, cuya progresión le permitiría constituirse en el principal combustible empleado en la producción térmica de electricidad, pues alcanzaría una participación de entre 52% y 65% en el total de generación con fuentes no renovables en el 2020 (véase el cuadro 13). El bunker también aumentaría su participación relativa hasta situarse entre 18% y 27%. Por su parte, el gas natural alcanzaría entre un 7% y un 19% en el año 2020. El avance de esos tres combustibles permitirán reducir sustancialmente la demanda de diesel, combustible caro empleado en maquinas poco eficientes, vista su antigüedad y tamaño reducido; su participación en la generación térmica se desplomará del 82% en 2005 hasta situarse entre 5% y 11% en 2020. En total, el consumo de combustible para la generación de electricidad crecerá a una tasa media anual de entre 1,8% y 5,6% dependiendo del plan elegido; en términos absolutos pasará de 24 Mbep en 2005 a entre 32 y 55 Mbep en 2020.

Cuadro 12

ISTMO CENTROAMERICANO: PARÁMETROS DE COSTO DE LOS PLANES, 2009-2020
(Dólares constantes de diciembre de 2005)

Plan	Costo de los planes 2009-2020 (millones de dólares en valor presente diciembre de 2008)			Costo marginal corto plazo (dólares/MWh)
	Inversión	Operación	Total	
1	4 046	7 918	11 964	63
2	4 048	7 750	11 798	66
3	4 887	6 615	11 502	60

Fuente: CEAC (2007). Nota: El costo de operación incluye el costo de la energía no servida.

Cuadro 13

ISTMO CENTROAMERICANO, CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA LA
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, 2005 y 2020

(Miles de barriles equivalentes de petróleo)

	Carbón	Diesel	Bunker	Gas natural	Total
2005	1 903	20 078	2 371	0	24 352
2020					
Plan I	32 110	2 727	9 839	10 668	55 344
Plan II	34 859	3 813	11 151	3 994	53 817
Plan III	16 605	3 446	8 717	3 059	31 827

Fuente: Elaboración propia con cifras del CEAC, 2007.

d) Leña

Conforme se alcanzan estadios más elevados de desarrollo, la población abandona paulatinamente los combustibles tradicionales. En 2005 el Istmo Centroamericano contaba con una población total de 40 millones de habitantes, de los cuales el 57% dependía de la leña. En el 2020 la población llegará a 53,1 millones de habitantes y la población consumidora de ese energético primario representará el 52%.

De acuerdo con la investigación encomendada por la CEPAL, en el año 2020 la demanda de leña habrá aumentado a 63 Mbep (Díaz, 2007). La participación de la industria presentaría un ligero incremento (véase el cuadro 14).

Cuadro 14

ISTMO CENTROAMERICANO, CONSUMO DE LEÑA,
2005 y 2020

(Miles de barriles equivalentes de petróleo)

Total	Porcentaje
-------	------------

2005	52 294	100,0
Residencia	49 982	96,0
Trabajo	2 312	4,0
2020	63 133	100,0
Residencia	60 446	95,7
Trabajo	2 688	4,3

Fuente: Díaz (2007).

e) Biocombustibles

Con base en los estudios realizados, para el presente documento sólo se han considerado como biocombustibles el bioetanol, a partir de caña de azúcar, y el biodiesel, a partir de palma africana, por razones agrícolas y económicas. Esto no niega la posibilidad que exista producción de biocombustibles a partir de otras especies.

i) Bioetanol. Para la proyección de la producción de bioetanol, en el período 2007-2020, se elaboraron varias alternativas, en función de la tasa anual de penetración del bioetanol, y de los diferentes procesos de producción de caña de azúcar. El valor horizonte para la mezcla bioetanol-gasolina fue igual para todas las alternativas, 10%, ya que es el máximo valor para el cual los motores de vehículos no requieren cambios tecnológicos. Conviene mencionar que la hipótesis anterior es muy optimista, pues implicaría que toda la gasolina en el Istmo Centroamericano tuviera una mezcla del 10% en el año final 2020. Dos programas de producción de caña de azúcar fueron considerados: a) incremento del área de cultivo de caña para producción exclusiva de alcohol b) utilización de melazas de la producción actual de azúcar, complementado con cultivos adicionales para cumplir con la demanda de bioetanol.

Para el presente estudio se seleccionó un programa de introducción paulatina de etanol. El programa iniciaría en el 2007 con un 1,1% de etanol en las gasolinas, como promedio nacional, el cual aumentaría 1,1% cada año hasta alcanzar el 10% en el 2015, concentración que se mantiene hasta el 2020 (véase el gráfico 18). Esto permite la introducción del bioetanol por zonas geográficas en cada país, incrementar gradualmente el cultivo de caña de azúcar y prever la construcción de la infraestructura de destilación necesaria para satisfacer la demanda esperada. La demanda de etanol llegaría a 650 millones de litros en el año 2020 (véase el gráfico 19).

Se determinó entonces la superficie y toneladas de caña requeridas, considerando que el mercado de alcohol carburante se satisfaga con nuevos cultivos de caña que se dedicarán exclusivamente a la producción de alcohol, y que una tonelada de caña produce 75 litros de etanol (véase el cuadro 15). Bajo este escenario de introducción y producción del etanol, se requeriría incrementar la superficie de caña sembrada en los países del Istmo Centroamericano en 115.000 hectáreas, es decir incrementar el área sembrada 28,1%, respecto de la superficie sembrada en el 2005 (véanse los cuadros 15 y 16).

Guatemala y El Salvador son los dos países que requerirían dedicar un mayor porcentaje (16% y 11% respectivamente) de su tierra arable para el cultivo de la caña, en el año 2020, con el fin de suministrar el bioetanol necesario para una mezcla con

gasolina del 10% (véase el cuadro 17). Le siguen Panamá con el 10% y Costa Rica con el 8% de sus respectivas tierras arables.

El porcentaje de superficie adicional que requieren sembrar los países del Istmo Centroamericano para cubrir la demanda de etanol al 2020, respecto de la sembrada en el 2005, representa para Costa Rica incrementar en 52,7% la superficie dedicada al cultivo de caña, para El Salvador, 33,6%, para Guatemala 15%, para Honduras 30,6%, Nicaragua de 14,9% y para Panamá incrementar su superficie sembrada en 74,2%.

Gráfico 18

INTRODUCCIÓN DEL ETANOL COMO CARBURANTE, 2007-2020

(Porcentaje en volumen de etanol en gasolinas)

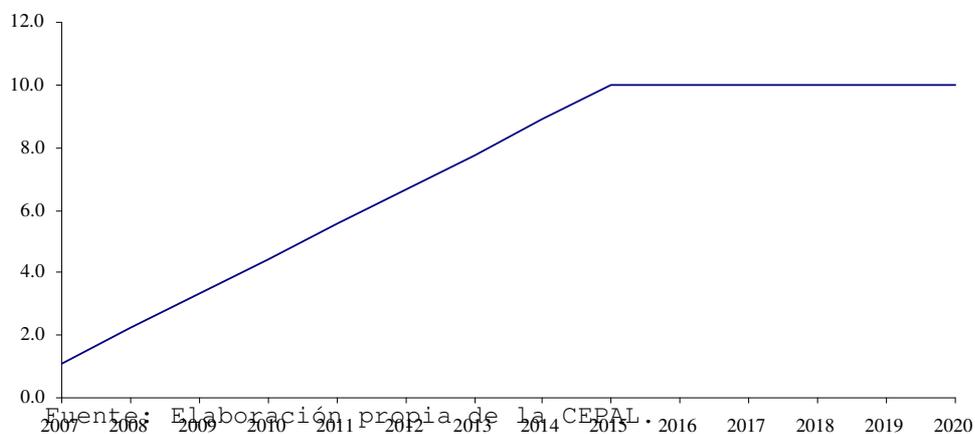
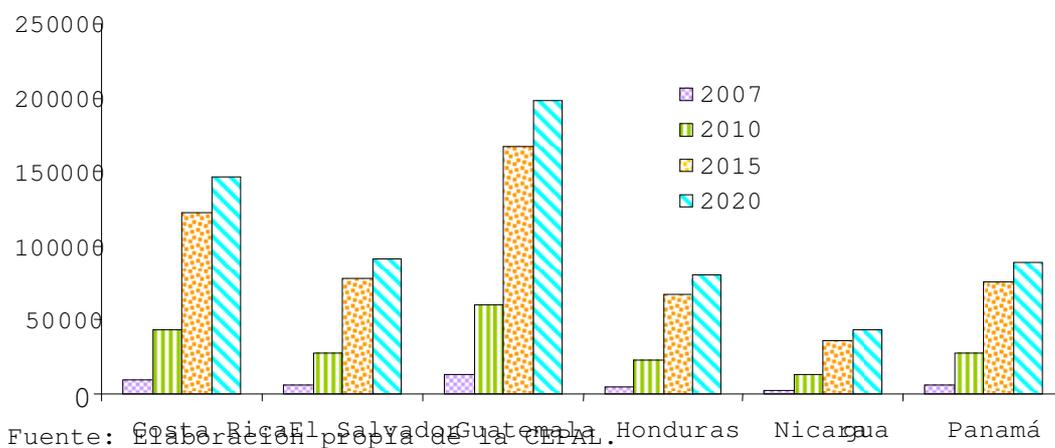


Gráfico 19

DEMANDA DE ETANOL POR PAÍS EN AÑOS SELECCIONADOS, 2007-2020

(Miles de litros)



Cuadro 15

ISTMO CENTROAMERICANO: DEMANDA DE ETANOL, CAÑA DE AZÚCAR Y SUPERFICIE AGRÍCOLA ADICIONAL REQUERIDA POR PAÍS, 2010-2020

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Total
2010							
Gasolina (miles)	975 566	634 385	1 342 7	525 042	288 574	629 5	4395944
Etanol (miles)	43 354	28 192	59 674	23 333	12 824	27 97	195356
Miles de	578,1	375,9	795,7	311,1	171,0	373,0	2604,7
Miles de ha	7,66	5,64	8,38	3,75	2,04	7,24	34,70
2015							
Gasolina (miles)	1 223 2	775 856	1 665 1	667 912	357 763	762 7	5452688
Etanol (miles)	122 318	77 578	166 496	66 785	35 773	76 26	545214
Miles de	1 630,9	1 034,4	2 219,9	890,5	477,0	1 016	7269,5
Miles de ha	21,61	15,51	23,38	10,73	5,69	19,74	96,65
2020							
Gasolina (miles)	1 471 5	913656	1984633	810 901	430 225	888 4	6 499 4
Etanol (miles)	147 142	91356	198443	81 082	43 018	88 83	649 881
Miles de	1 961,9	1218,1	2645,9	1 081,1	573,6	1 184	8 665,1
Miles de ha	26,00	18,26	27,86	13,02	6,84	22,99	114,98

Fuente: Elaboración propia de CEPAL.

De acuerdo con estudios previos (CEPAL, 2004c), la generación de empleos agrícolas para producir 650.000.000 de litros de bioetanol estaría entre 16.000 y 100.000 trabajadores, en función de la tecnología usada. Para el caso de un escenario tecnológico de alta generación de oportunidades directas de trabajo en la agroindustria (baja mecanización), se conseguiría el valor máximo anterior.

El incremento del área sembrada permitiría a su vez incrementar la oferta de cogeneración de los ingenios azucareros. Con base en los datos disponibles, el incremento de la oferta estaría entre 350 GWh y 600 GWh, en función de la tecnología utilizada.

Cuadro 16

ISTMO CENTROAMERICANO: SUPERFICIE TOTAL REQUERIDA PARA LA SIEMBRA DE CAÑA DE AZÚCAR, 2010-2020

(Miles de hectáreas)

	2010	2015	2020
Costa Rica	56,96	70,91	75,30
El Salvador	60,04	69,91	72,66
Guatemala	193,60	208,60	213,08
Honduras	46,29	53,27	55,56
Nicaragua	47,96	51,61	52,76
Panamá	38,24	50,74	53,99
Total	443,08	505,03	523,36

Fuente: Elaboración propia de CEPAL.

Cuadro 17

ISTMO CENTROAMERICANO: RELACIÓN SUPERFICIE REQUERIDA VS
SUPERFICIE AGRÍCOLA Y ARABLE, 2010-2020

(Porcentajes)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
2010						
Superficie agrícola	2,0	3,5	4,3	1,6	0,69	1,7
Superficie arable	2,4	9,1	14,2	4,3	2,5	7,0
2015						
Superficie agrícola	2,5	4,1	4,6	1,8	0,7	2,3
Superficie arable	6,9	10,6	15,3	5,0	2,68	9,3
2020						
Superficie agrícola	2,6	4,3	4,7	1,9	0,8	2,4
Superficie arable	8,1	11,0	15,7	5,2	2,7	9,9

Fuente: Elaboración propia de CEPAL.

En caso se adoptara el segundo proceso de producción de la caña de azúcar, mediante el cual se usa el 75% de la melaza actual producida para el mercado del alcohol carburante, complementado por cultivos adicionales para satisfacer la demanda total de alcohol carburante, la superficie a sembrar en el Istmo Centroamericano sería menor, disminuyendo un 12,4%, con respecto a la alternativa anterior.

ii) Biodiesel. Para la estimación de la producción de biodiesel se decidió utilizar como materia prima la palma africana, por ser el cultivo oleaginoso que tiene el mayor rendimiento en la producción de biodiesel y por existir actualmente superficies sembradas de este cultivo en algunos países de la región. Para la introducción del biodiesel en la matriz energética de los países del Istmo Centroamericano, se consideraron la implementación de mezclas del 2%, 5% y 20% (B2, B5 y B20) respectivamente, en la mezcla de diesel. Tomando para el presente estudio la mezcla del B5, se requeriría para el año 2020 un volumen de 454.148 millones de litros. Ello implicaría en total 6.838 hectáreas. Costa Rica requeriría 988 hectáreas, El Salvador 1.259 hectáreas, Guatemala 2.294 hectáreas, Honduras 581 hectáreas, Nicaragua 325 hectáreas y Panamá 1.391 hectáreas (véase el cuadro 18). Conviene mencionar que El Salvador no tiene producción de ninguna oleaginosa, todos los aceites vegetales son importados. Dada su extensión territorial, las autoridades de este país han indicado que las áreas de mejor productividad deberían ser destinadas para cultivos alimenticios, la producción de biodiesel tendría que darse en áreas marginales, usando la higuierilla y el tempate.

Cuadro 18

ISTMO CENTROAMERICANO: DEMANDA DE BIODIESEL, TONELADAS DE FRUTO DE PALMA AFRICANA Y SUPERFICIE, PARA UN CONSUMO DE BIODIESEL DEL 5%, 2010-2020

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Total
2010							
Diesel (miles litros)	1 116 1 67	885 002	1 628 5 10	997 394	578 203	916 95 3	6 122 2 29
Biodiesel (miles litros)	55 808	44 250	81 425	49 870	28 910	45 848	306 111
Miles de toneladas palma	10 056	7 973	14 671	8 986	5 209	8 261	55 155
Miles de has.	0,718	0,857	1,578	0,376	0,208	0,888	4,626
2015							
Diesel (miles litros)	1 314 6 49	1 090 1 33	1 984 7 63	1 267 6 67	745 729	1 178 683	7 581 6 24
Biodiesel (miles litros)	65 732	54 507	99 238	63 383	37 286	58 934	379 081
Miles de toneladas palma	11 844	9 821	17 881	11 420	6 718	10 619	68 303
Miles de has.	0,846	1,056	1,923	0,478	0,269	1,142	5,713
2020							
Diesel (miles litros)	1 534 6 72	1 299 5 59	2 368 2 80	1 541 8 72	902 783	1 435 789	9 082 9 53
Biodiesel (miles litros)	76 734	64 978	118 414	77 094	45 139	71 789	454 148
Miles de toneladas palma	13 826	11 708	21 336	13 891	8 133	12 935	81 828
Miles de has.	0,988	1,259	2,294	0,581	0,325	1,391	6,838

Fuente: Elaboración propia CEPAL.

C. RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS DE DEMANDA DE ENERGÍA EN EL AÑO 2020

Con la proyección de tipo subsectorial, anteriormente presentada, se elaboró el balance energético para el año horizonte 2020. Desde el punto de vista metodológico, el procedimiento descrito carece de un análisis integral de todos los subsectores, para tomar debida consideración de sus interrelaciones. En el caso de los países centroamericanos, los diferentes subsectores que conforman la industria energética presentan débiles interrelaciones, de forma que las decisiones de inversiones en cada subsector son casi independientes de decisiones tomadas en otros subsectores. Esto permite que los balances energéticos futuros, estimados como la suma de las proyecciones subsectoriales (elaboradas en forma independiente), proporcionen una información con rangos de incertidumbre razonables para el fin que se quiere. Esto es, definir el orden de magnitud de los diferentes parámetros considerados (participación de fuentes renovables, de uso eficiente de la energía, de gas natural,

etc.).⁴⁸ Si el objetivo fuera la elaboración de estudios de factibilidad de instalaciones energéticas específicas, el grado de incertidumbre debería reducirse.

1. Escenarios energéticos seleccionados

Con el fin de analizar el impacto de las diferentes opciones para el desarrollo de la infraestructura energética en el largo plazo, se han definido seis escenarios (véase el cuadro 19), según el grado de participación de las Fuentes Renovables de Energía (FRE) y de las medidas de Uso Racional de Energía (URE).

El Escenario I correspondería a un desarrollo energético de tipo tendencial, en que los gobiernos mantuvieran sus políticas actuales con respecto a este sector de la economía nacional. En la industria eléctrica correspondería al Plan I. Para considerar diferentes grados de participación de las centrales hidroeléctricas en el mediano plazo, para lo cual se requeriría políticas gubernamentales proactivas, se han elaborado los Escenarios II y III, con base en los respectivos Planes II y III del CEAC para la industria eléctrica regional. En el Plan II se puede instalar centrales hidro hasta 150 MW, mientras que en el Plan III, la instalación de nuevas centrales hidro se encuentra sin límites.

Una política voluntarista de los gobiernos de Centroamérica con el fin de ejecutar sólo medidas de uso racional de energía eléctrica, manteniendo el Plan I de la industria eléctrica, se contempla en el Escenario IV. Dichas medidas permitirían una reducción en el consumo de electricidad en todos los sectores, la cual se alcanzaría en el año 2020. Estas medidas se traducirían en ahorros de 9.000 GWh con respecto al Escenario I. De esta forma se analiza el efecto de la aplicación únicamente de medidas de URE. Es importante resaltar que en esta evaluación no se incluyó el potencial de ahorro resultante de medidas de uso eficiente de los derivados del petróleo en la actividad industrial, particularmente en sistemas de vapor.

Cuadro 19

ISTMO CENTROAMERICANO: ESCENARIOS SELECCIONADOS DEL
DESARROLLO ENERGÉTICO, 2006-2020

ESCENARIOS

⁴⁸ La aplicación de una metodología integral y coherente daría evidentemente resultados con un relativo mayor grado de confianza. Sin embargo, dichos modelos tienen mayores requerimientos en datos, recursos humanos y financieros. El número de datos solicitados aumenta en forma significativa; muchos de ellos no existen o no cuenta con series estadísticas confiables, de forma que se termina inventando los datos, afectando seriamente la confiabilidad de los resultados de estos modelos.

I:	Plan eléctrico I, hidro hasta 75 MW
II:	Plan eléctrico II, hidro hasta 150 MW
III:	Plan eléctrico III, hidro libre
IV:	Plan eléctrico I + URE (9.000 GWh)
V:	Plan eléctrico I + biocombustibles + cogeneración
VI:	Plan eléctrico III + URE + biocombustibles + cogeneración + cocinas mejoradas + medidas transporte (10%)

Fuente: Elaboración propia.

Para analizar el impacto en el sector energético de la entrada de biocombustibles en América Central, se definió el Escenario V, con el 10% de bioetanol y el 5% de diesel, en mezcla con los respectivos derivados del petróleo. Este escenario considera el Plan I de la industria eléctrica, pero adicionado por 1.200 GWh de nueva cogeneración, proveniente de los ingenios existentes, más un valor de 600 GWh, como incremento en la cogeneración por la expansión del área sembrada de caña de azúcar. En este escenario no se consideraron medidas de uso racional de energía eléctrica.

Para considerar el efecto de un Programa robusto de construcción de centrales hidroeléctricas, medidas de uso racional de energía, así como la introducción de los biocombustibles, con un incremento en la cogeneración, se elaboró el Escenario VI. Dado el alto consumo de leña en la región y la necesidad de reducir el consumo de combustibles en el sector transporte, se incluyeron en este último escenario, una reducción del 10% en el consumo de leña, y una reducción del 10% de los combustibles carburantes en el sector transporte. Lo primero se obtendría con la instalación de un millón de cocinas mejoradas en hogares rurales, mientras que lo segundo se alcanzaría con diferentes medidas en el sector transporte (manejo eficiente, normas de importación de vehículos, inversiones en el transporte público, mejor uso de la tierra y planificación urbana, entre otros). Este escenario totaliza el efecto de todas las medidas favorables a la reducción del consumo de combustibles y emisión de GEI analizadas. En el resto del informe se referirá el Escenario I como el menos favorable y el Escenario VI como el más favorable, desde el punto de vista de uso de fuentes renovables, ahorro de energía, emisiones de GEI, etc.

2. Resultados

Seis parámetros servirán para comparar los resultados de los escenarios seleccionados en el año 2020. Se trata de: i) el consumo total de combustibles; ii) el consumo total de energía; iii) la participación de fuentes renovables en la producción de electricidad; iv) la participación de fuentes renovables en la oferta primaria de energía; v) el nivel de emisiones de GEI en el año 2020, desglosado en emisiones provenientes de la industria

eléctrica y del consumo final de derivados del petróleo, y vi) las inversiones requeridas en el período 2007-2020. Se ha utilizado el año 2005 como referencia para hacer las comparaciones de los diferentes escenarios.

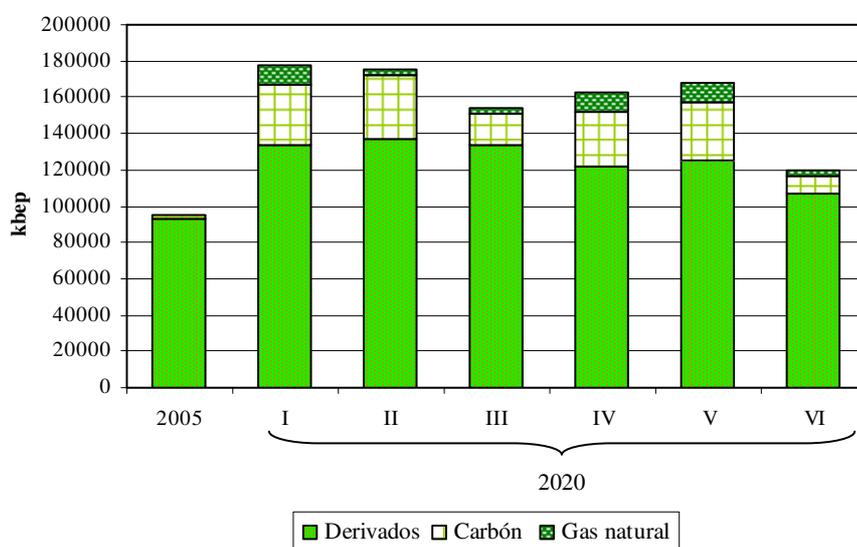
a) Consumo total de combustibles

La canasta de los diferentes combustibles requeridos para suplir la demanda de energía total para América Central, en el año 2020 (véase el gráfico 20) varía principalmente en función del plan de la industria eléctrica considerado. En el caso de los Escenarios I a III, que comprenden los Planes 1 a 3 del CEAC, los tipos y cantidades de combustibles para la producción de electricidad fueron determinados por el modelo de optimización. Ahora bien, para evaluar el efecto de las medidas de ahorro de energía y la cogeneración, que implican reducciones de la producción de electricidad con base en combustibles fósiles, se aplicó el siguiente criterio: las reducciones se trasladaron parcialmente a la generación con unidades diesel (por existir requerimientos de producción en horas pico, luego al bunker (hasta su totalidad), y por último al carbón, en ese orden.

Utilizando una unidad común, bep, el escenario tendencial (I) implicaría un fuerte incremento del 85% entre 2005 y 2020. Sin embargo, el escenario más favorable (VI) experimentaría un aumento en el consumo total de combustibles fósiles de tan solo 25%. El escenario que contempla la entrada de centrales hidroeléctricas en forma muy importante (III), tendría un incremento del 61%, medido en bep. Todos los demás escenarios tienen incrementos superiores.

Gráfico 20

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES, 2005 y 2020



Fuente: Elaboración propia con base en cifras de CEAC (2007).

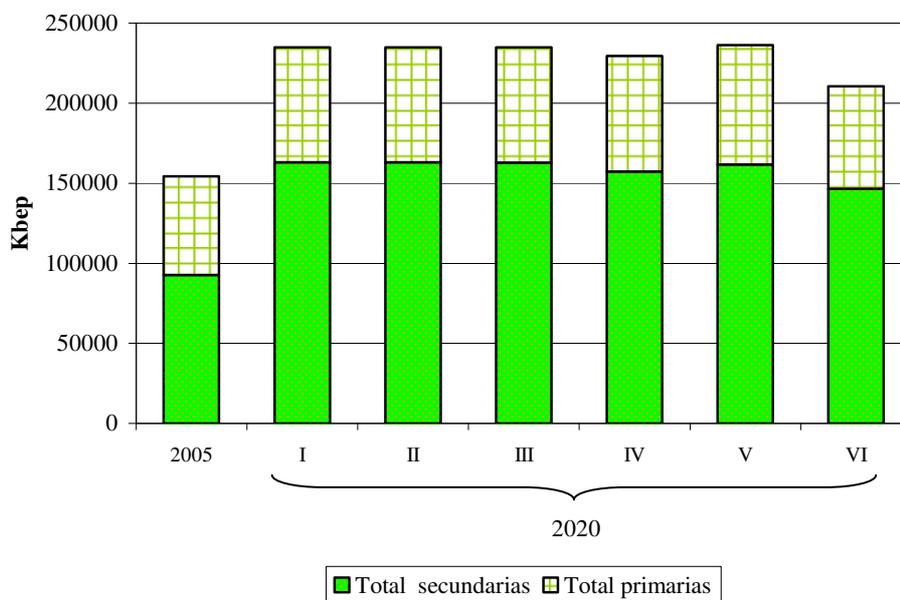
b) Consumo total de energía

La actividad socioeconómica del Istmo Centroamericano en el año 2020, de acuerdo con el crecimiento del PIB, tendría una demanda total de energía de alrededor de 240 Mbep (véase el gráfico 21). Ello implica un incremento, con respecto al año 2005, de un 51% en la demanda total. Las variaciones de los consumos totales entre los diferentes escenarios en el año 2020 reflejan principalmente los programas de ahorro de energía, y en menor grado, las diferencias en la producción de hidroelectricidad, el consumo de mayor cantidad de bagazo en los dos últimos escenarios, etc.

Conviene mencionar los resultados del Escenario VI, con todas las medidas favorables a la reducción de combustibles fósiles, presentan un crecimiento del consumo de tan sólo 41%.

Gráfico 21

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA, 2005 y 2020
(Kbep)



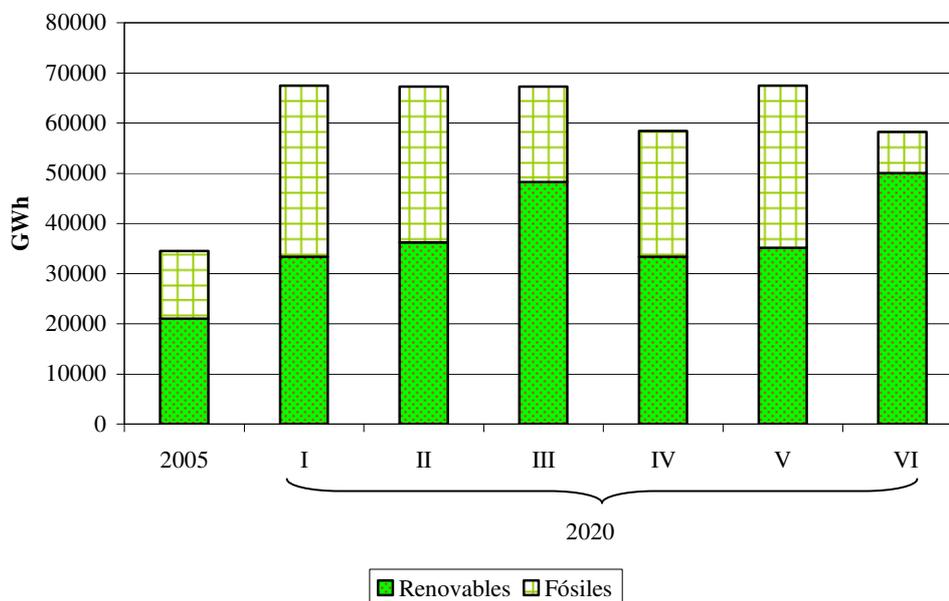
Fuente: Elaboración propia.

c) Participación de fuentes renovables en la producción de electricidad

En el año 2005, un 61% de la producción de electricidad provino de fuentes renovables (véase el gráfico 22). Para el año 2020, este porcentaje sólo se supera si se implementan los Escenarios VI (más favorable) y III (plan eléctrico basado en centrales hidroeléctricas). En todos los demás escenarios el porcentaje de fuentes renovables disminuye del valor del año 2005. Sólo la aplicación de medidas URE, manteniendo el plan eléctrico tendencial, llega a un valor cercano, pero inferior al de 2005.

Gráfico 22

ISTMO CENTROAMERICANO: PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTE, 2005 y 2020



Fuente: Elaboración propia.

d) Participación de fuentes renovables en la Oferta de Energía Primaria

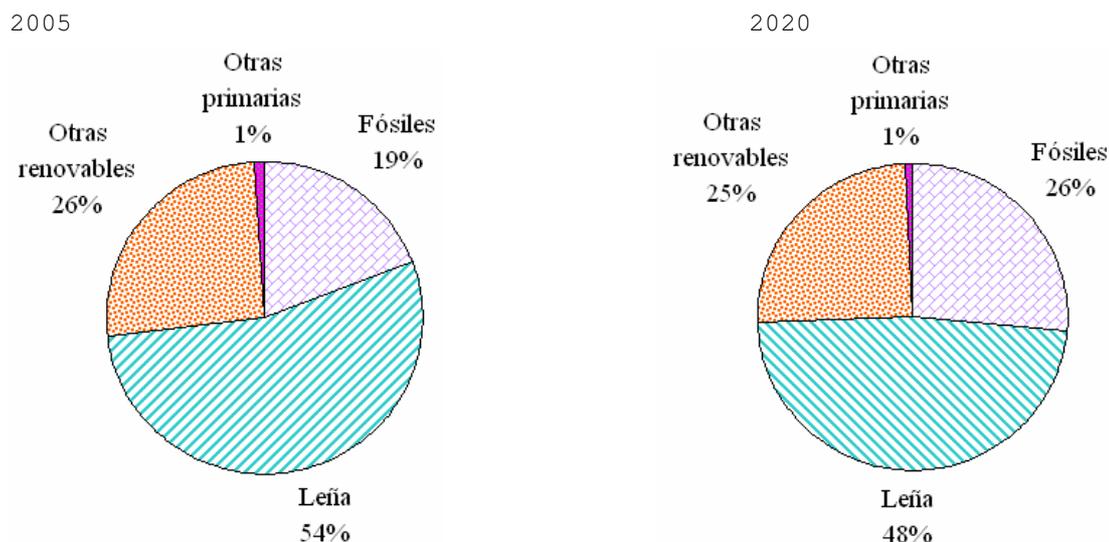
El compromiso de los países Centroamericanos con respecto a las metas de Johannesburgo se refiere a obtener, en el año 2010, a los menos un 10% de la oferta de energía primaria, proveniente de fuentes renovables. Con base en los balances energéticos del año 2005 y del año 2020, Escenario I, la región cumple largamente con este compromiso (véase el gráfico 23). En el primer año mencionado, el porcentaje de fuentes renovables en la oferta de energía primaria alcanza el 80%, y en el año horizonte, 2020, dicho porcentaje se reduce a 73%, dado que se está usando el escenario menos favorable. Aun así, la región tiene índices superiores al 10%. No se consideró los otros escenarios, pues daría cifras más favorables.

Es importante notar que estos altos índices de participación de fuentes renovables en la oferta de energía primaria se deben al alto consumo de leña en la región, cuya sustentabilidad no está totalmente asegurada. Si se quita la leña del total de fuentes renovables, aun así la región estaría con un índice superior al 10% (32% y 25%).

Gráfico 23

**ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE FUENTES RENOVABLES EN OFERTA
ENERGÍA PRIMARIA, 2005 y 2020**

(kbep)



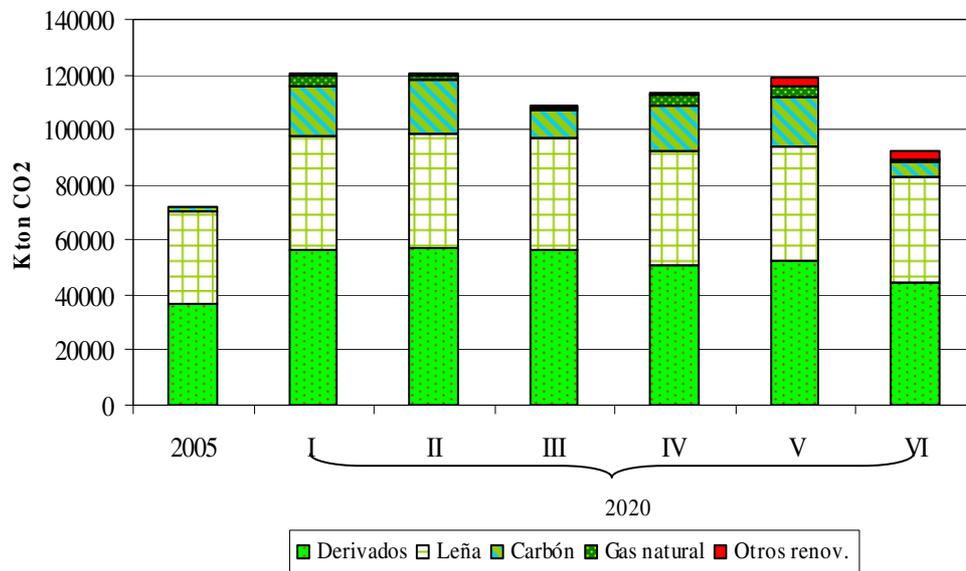
Fuente: Elaboración propia.

e) Emisiones de GEI

Las emisiones de GEI tendrían un incremento de 48 Mton de CO₂ entre el año 2005 y el 2020, en el escenario tendencial, es decir, aquel que no incorpora medidas favorables al medio ambiente (véase el gráfico 24). Ello significa un incremento del 67%. Ahora bien, en el caso del escenario más favorable, el incremento sería de 20 Mton, para un 28% de aumento. En el caso del Escenario III, en el que la generación eléctrica participa con mayor proporción de centrales hidroeléctricas, el incremento sería de 36 Mton, en una posición intermedia de los dos escenarios previamente citados. Conviene mencionar que la aplicación de un programa fuerte de medidas de ahorro de energía permitiría reducir unas 7 Mton, con respecto al escenario tendencial, mientras que la aplicación del programa de biocombustibles tiene un efecto muy reducido, de tan sólo 1,6 Mton, con respecto al mismo escenario tendencial. Comparando el escenario tendencial con el escenario más favorable, la aplicación de todas estas medidas conducen a una reducción de 28 Mton de CO₂, en el año 2020.

Gráfico 24

ISTMO CENTROAMERICANO: EMISIONES GEI, 2005 y 2020
(Kton CO₂)



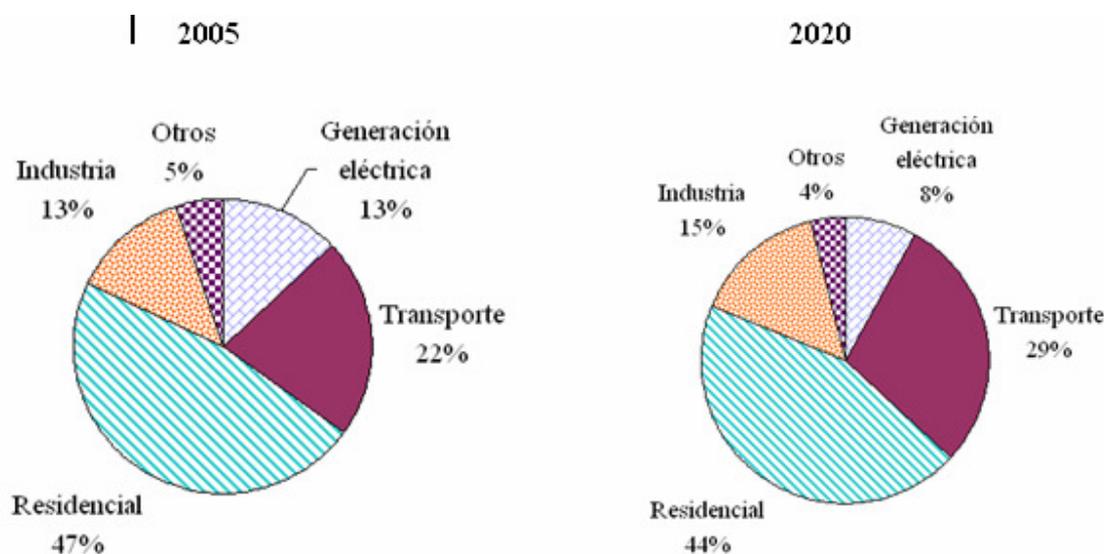
Fuente: Elaboración propia.

El sector residencial fue el mayor emisor de GEI en el año 2005, por el alto consumo de leña (véase el gráfico 25). En orden decreciente se tuvieron los sectores transporte, industria y generación eléctrica. Por su parte, en el año 2020, las diversas medidas impactan en forma diferente la participación de los sectores. Así, el aumento de la participación de centrales hidroeléctricas, las medidas de ahorro de energía eléctrica y el aumento de la cogeneración, reducen drásticamente las emisiones de GEI de la producción de electricidad, de forma que cae su porcentaje de participación. A pesar del programa de construcción de cocinas eficientes, el sector residencial continúa siendo el principal emisor. Con diferentes grados de participación, mantienen su posición relativa el sector transporte (segundo lugar) y el sector industria (tercer lugar).

Gráfico 25

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES EN EL TOTAL DE EMISIONES CO₂, 2005 y 2020

(Porcentajes)



Fuente: Elaboración propia.

f) Inversiones requeridas en el período 2007–2020

i) Expansión del sistema de generación eléctrica. Los costos relacionados con la ampliación del sistema de generación eléctrica, conformado por los diferentes proyectos hidroeléctricos en cada país, así como por las centrales térmicas (carbón, GNL, bunker), fueron calculados en el estudio del GTPIR (CEAC, 2007). De esta forma, la expansión del sistema de generación eléctrica en el Istmo Centroamericano durante el período 2009–2020, requeriría un monto de inversiones que varía entre 11.000 millones a 15.000 millones de dólares (de 2005), según sea el Plan eléctrico seleccionado (véase el cuadro 20), de acuerdo con los datos del CEAC. Conviene mencionar que no se han incluido las inversiones que conforman el Plan fijo de centrales, por estar ya aseguradas o en proceso. Este monto de inversiones sería aportado por empresas públicas, empresas privadas, alianzas público-privadas, etc.

ii) Cogeneración. Las inversiones en cogeneración contemplan tanto las ampliaciones de los ingenios azucareros existentes, como las nuevas instalaciones resultantes de ampliaciones en áreas cultivadas, debido a la producción de bioetanol. Se ha utilizado un monto de 800 dólares por Kw. (valores de 2005), lo cual cubre las mejoras y ampliaciones en las calderas, la turbina y el generador eléctrico. El incremento en los aportes de las instalaciones de cogeneración ha sido estimado previamente en 1.800 GWh, de forma que las inversiones

serían de aproximadamente 480 millones de dólares. Estas inversiones corresponden totalmente al sector privado.

iii) Expansión de la infraestructura petrolera y de regasificación. En el caso de la infraestructura de la industria petrolera, en primer lugar se abordan las terminales de importación de derivados líquido del petróleo, tanto para consumo final como para la producción de electricidad. No se ha contemplado la construcción e instalación de nuevas refinerías, por la incertidumbre de este tipo de proyectos. De esta forma se partió de las proyecciones de demanda de los diferentes combustibles a nivel nacional, para estimar los requerimientos de capacidad de almacenamiento adicional en las terminales de recepción y acopio.

Cuadro 20

ISTMO CENTROAMERICANO: REQUERIMIENTOS FINANCIEROS DE
LOS NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN, 2009-2020

	MW	Dólares
Plan I	6 287	11 427
Plan II	6 254	12 400
Plan III	7 331	14 923

Fuente: Elaboración propia con cifras del CEAC (2007).

Dicha estimación no siguió un proceso de optimización, como fue el caso de la industria eléctrica. Ello se debe a que la industria petrolera, con la excepción de Costa Rica, es propiedad de empresas privadas, de forma que las decisiones de inversión responden a las respectivas estrategias empresariales, lo cual no necesariamente se traduce en una optimización a nivel del país o de la región. También debe considerarse la existencia de terminales regionales, que suplen a diferentes países, en particular en la zona norte del Istmo Centroamericano. Todos estos factores fueron incorporados al análisis de las capacidades requeridas para las nuevas bases de recepción y almacenamiento.

Luego, para estimar el monto de las inversiones se tomó como referencia los costos de construcción e instalación de tanques verticales y membranas de acero al carbón del estudio "*Costos de Infraestructura de Almacenamiento y Manejo de Hidrocarburos*" realizado para la CEPAL en el 2000; para la actualización de los costos se utilizaron los índices Nelson-Farrar publicados en el *Oil & Gas Journal*, índices de costos empleados en la industria petrolera (refinación).

Para la prospectiva al año 2020 se consideraron dos planes de expansión: por una parte el de menor inversión, que corresponde a un almacenamiento de 30 días de consumo para las gasolinas, diesel, kero/jet y fuel oil; por otra parte, el de inversión mayor, que supone contar con inventarios para 45 días de consumo para los mismos productos. En ambos casos se consideró un inventario de 20 días para el gas licuado. Se presentan los resultados sólo para el plan correspondiente a 30 días de inventario. En el período 2007-2020, se requerirían un total de 3,1 millones de barriles (véase el cuadro 21), para los cinco derivados del petróleo considerados y la inversión sería de 80 millones de dólares (valores de 2005). En el Escenario VI (el más favorable), la capacidad adicional sería similar, pero la inversión sería menor, de 79 millones de dólares.

Cuadro 21

ISTMO CENTROAMERICANO: AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y REQUERIMIENTOS FINANCIEROS PARA 30 DÍAS DE ALMACENAMIENTO, 2007-2020

(Miles de barriles y millones de dólares de 2005)

	Total	Gasolinas	Diesel	GLP	Kero/Jet	Fuel Oil
Capacidad existente en 2005	16 266	4 182	5 067	930	2 291	3 796
Incremento requerido hasta 2020						
Escenario I	3 086	640	1 290	448	185	523
Escenario VI	3 056	640	1 340	448	185	443
Inversión						
Escenario I	80	19	31	13	5	12
Escenario VI	79	19	32	13	5	10

Fuente: Elaboración propia.

Para las centrales de generación con base en gas natural, se ha supuesto en el presente estudio que el combustible llegaría licuado (GNL), por lo que se requerirían centrales de regasificación. En el Escenario I se instalan tres unidades de 500 MW cada una, en Costa Rica, Nicaragua y Honduras. Por su parte, en el Escenario VI sólo se instala una unidad de 500 MW en Nicaragua. Para la definición de las capacidades de regasificación, se han tomado algunos resultados del estudio sobre la Estrategia Introducción de Gas Natural a Centroamérica. Para el Escenario I se instalaría una regasificadora en cada uno de los tres países, mientras que en el caso de la Estrategia VI, se instalaría sólo una regasificadora en Nicaragua. El monto de la inversión para el Escenario I sería de 1.020 millones de dólares (valores 2005) y para el Escenario VI sería de 340 millones de dólares.

Las inversiones en infraestructura petrolera y de regasificación serían aportadas principalmente por empresas privadas. Por otra parte, no se cuantificaron las inversiones necesarias para la infraestructura de recepción del carbón mineral en puertos centroamericanos.

iv) Uso racional de energía. La ejecución del programa de acciones de uso racional e incremento de la eficiencia energética mencionado anteriormente, significaría un ahorro de aproximadamente 9.000 GWh. Las inversiones necesarias para ejecutar la sustitución de focos incandescentes por bujías eficientes, tanto las utilizadas en la actualidad (24 millones de bujías) como las requeridas por el incremento de la demanda hasta el año 2020 (22 millones de bujías) son del orden de 780 millones de dólares. No se incluyen las reposiciones consecutivas de focos eficientes, al finalizar su vida útil (dos o tres años). El programa de sustitución de refrigeradores actuales por unidades más eficientes, implicaría inversiones del orden de los 1.060 millones de dólares, a lo largo del período 2007-2020. A su vez, el programa de cambio de motores obsoletos por unidades más eficientes, significaría un monto aproximado de 90 millones, lo cual no considera las reposiciones al finalizar su vida útil (la estimación se basó en los consumos industriales, no en el número de motores sustituidos). El monto total de inversiones para estos tres proyectos es de 1.930 millones de dólares. Todas estas inversiones responden a decisiones privadas de los hogares y las industrias, pero requieren la participación del gobierno, mediante políticas públicas de promoción, como por ejemplo, incentivos fiscales, facilidades financieras, entre otros. Finalmente no se pudo cuantificar las inversiones requeridas para reducir el índice de pérdidas en las redes de distribución.

v) Biocombustibles. Para satisfacer la demanda de etanol en el Istmo Centroamericano se requiere instalar una capacidad total de destilación de 5 millones de litros, desglosados en 25 destilerías, cuatro de 250.000 litros por día, 17 de 200.000, dos de 180.000, dos de 150.000 litros por día respectivamente. La cantidad de destilerías se determinó tomando en cuenta los días de duración de la zafra. El número de destilerías disminuiría al aumentar la escala mínima seleccionada e incrementar el número de días de zafra.

El monto estimado de la inversión sería de 250 millones de dólares (valores de 2005) para las destilerías requeridas para atender la demanda de etanol. No se ha estimado los efectos de la introducción de bioetanol en las capacidades de almacenamiento de combustibles, pues se necesitaría una menor capacidad de almacenamiento para gasolinas, pero habría un incremento de nuevos tanques para el bioetanol. Tampoco se incluyó las inversiones por la introducción del biodiesel.

vi) Cocinas eficientes de leña. De acuerdo con información de proyectos ejecutados en algunos países del Istmo Centroamericano, el costo de construcción de una cocina eficiente

(incluyendo la base), oscila entre 100 dólares y 140 dólares (precios actuales en 2007). Depende del grado de participación de las instituciones públicas. Para el presente estudio se ha utilizado un costo de cien dólares, bajo el supuesto que son precios de 2005. De forma que el costo de instalar un millón de cocinas eficientes para reducir en 10% el consumo de leña se eleva a 100 millones de dólares.

vii) Medidas para el transporte. Por falta de un programa detallado con acciones conducentes a reducir el consumo de energía en el sector transporte, no se pudo estimar las inversiones requeridas para cada uno de los proyectos considerados.

viii) Electrificación para asegurar el cumplimiento de los Objetivos de las Metas del Milenio. No existe un Objetivo específico dentro de las Metas del Milenio relacionado con el suministro eléctrico, sin embargo, la falta de energía eléctrica impediría el cumplimiento de varios objetivos en las áreas de salud, educación, etc. Sin embargo, es un imperativo moral y social suministrar las necesidades básicas de energía para la población más pobre (InterAcademic Council, 2007). Para asegurar que la electricidad promueva el cumplimiento de dichos objetivos, se ha supuesto que el índice de electrificación en cada país debería alcanzar por lo menos un 90% de cobertura. Costa Rica ya cumple con dicha cobertura de electricidad (véase el cuadro 22), Panamá está muy cerca de ello, y El Salvador tiene un proyecto en ejecución para aumentar la cobertura eléctrica, como se mencionó anteriormente.

Cuadro 22

ISTMO CENTROAMERICANO: GRADO DE ELECTRIFICACIÓN, 1990-2006

	Índice de electrificación (%)			Población pendiente de electrificar al 2006	
	1990	2004	2006	Miles de personas	Miles de viviendas
Total	40,9	77,3	81,0	7 922,3	1 619,3
Guatemala	33,5	81,5	83,1	2 196,0	439,2
Nicaragua	45,4	52,1	60,0	2 211,4	388,0
Honduras	38,1	69,5	77,7	1 567,7	313,5
El Salvador	52,1	81,4	83,4	1 159,4	276,0
Panamá 2/	59,4	85,0	87,1	713,2	182,9
Costa Rica	89,4	97,6	98,3	74,7	19,6

Fuente: Elaboración propia.

Para los tres países con menores índices de electrificación se ha estimado que las inversiones en el sistema de subtransmisión y distribución, requeridas para llevar al 90% la cobertura actual, alcanzan los 760 millones de dólares (valores 2005) (véase el cuadro 23). Esto permitiría el suministro de energía eléctrica a 691.700 viviendas, conectadas durante el período 2007-2020. El incremento en el consumo de energía eléctrica por estos nuevos clientes sería de 946 GWh, alcanzado en año horizonte 2020. Para encontrar la forma óptima de abastecer esta nueva demanda, se requerirían nuevas corridas con los modelos usados por el GTPIR. Dado que lo anterior no fue posible, en el presente estudio se hizo la suposición que dicha demanda sería cubierta por centrales de carbón. De forma que el incremento de la cobertura eléctrica en estos tres países implicaría un incremento en las importaciones de carbón de 303.000 toneladas, con un aumento de emisiones de CO₂ de 863.000 toneladas, alcanzado en el año 2020.

Cuadro 23

GUATEMALA, NICARAGUA Y HONDURAS: ESTIMACIÓN DEL COSTO DE UN PROGRAMA PARA ALCANZAR UNA ELECTRIFICACIÓN DEL 90%

	Viviendas a electrificar (miles)	Costo estimado del programa (millones de dólares)
	691,7	760,9
Guatemala	179,3	197,2
Nicaragua	339,5	373,4

Honduras	172,9	190,2
----------	-------	-------

Fuente: CEPAL (2007d).

ix) Total de inversiones. Considerando los rubros de mayor relevancia para el suministro energético de los seis países centroamericanos,⁴⁹ bajo las hipótesis ya mencionadas, el monto total de inversiones variaría entre 13.000 y 18.000 millones de dólares (valores de 2005) (véase el cuadro 24). El rubro de mayor cuantía es de las inversiones relacionadas con la producción de electricidad. No se incluye los costos de operación y mantenimiento de los planes eléctricos.

En el Escenario I se ha considerado las inversiones de las industrias eléctrica y petrolera, incluido las regasificadoras. Mientras que en el Escenario VI se contempla adicionalmente las mayores inversiones en el sector eléctrico, por la entrada de más centrales hidroeléctricas, así como las inversiones en cogeneración, uso racional de energía, biocombustibles, cocinas mejoradas. Las inversiones relacionadas con los Objetivos del Milenio se incluyen en ambos escenarios.

Cuadro 24

ISTMO CENTROAMERICANO: INVERSIONES REQUERIDAS PARA EL
SECTOR ENERGÍA, 2007-2020

(Millones de dólares de 2005)

Sector	Inversiones	
	Escenario I (menos favorable)	Escenario VI (más favorable)
Generación de electricidad	11 000	14 000
Cogeneración	0	480
Infraestructura petrolera	80	78
Infraestructura gas natural	1 020	340
Uso racional de energía	0	1 930
Biocombustibles	0	250
Cocinas mejoradas	0	100
Electrificación Metas del Milenio	760	760
Total	12 860	17 938

Fuente: Elaboración propia.

3. Comparación de los escenarios

Con base en las hipótesis utilizadas, la mínima inversión requerida para asegurar el suministro de energía a los países del Istmo Centroamericano durante el período 2007-2020, alcanza la cifra de 13.000 millones de dólares, en que la parte

⁴⁹ En el subsector eléctrico no se han incluido las inversiones en distribución dentro del área de concesión de las distribuidoras, ni las inversiones en transmisión. En petróleo no se incluyen las inversiones en transporte.

correspondiente a las nuevas centrales de generación eléctrica es del 92%. Sin embargo, la inversión de 5.000 millones de dólares adicionales, requeridos para construir un mayor número de centrales hidroeléctricas, aumentar la cogeneración en los ingenios de azúcar, introducir los biocombustibles, aumentar la eficiencia energética, tendría una serie de impactos muy significativos a nivel regional alcanzados en el año 2020, tales como (comparados contra el escenario tendencial):

a) Reducción de la importación de 4 millones de toneladas de carbón, 28 millones de barriles de derivados del petróleo y 1.272 millones de m³ de gas natural.

b) Reducción de 28 Mton de GEI, más otros contaminantes primarios y secundarios, en el año 2020.

c) Minimización de los costos de inversión y operación y mantenimiento en la expansión del sistema de generación eléctrica, lo cual se debería traducir en menores incrementos a las tarifas eléctricas.

d) Reducción del gasto familiar en concepto de pago de energía eléctrica, por la utilización de fluorescentes compactos y refrigeradores más eficientes.

e) Aumento de la competitividad de la industria centroamericana, al reducir el gasto energético, por la utilización de motores más eficientes.

f) Incremento de la actividad agrícola, por la extensión de las áreas sembradas para caña de azúcar y palma africana, con el consecuente aumento en el trabajo rural, de 100.000 nuevos puestos como máximo.

g) Aumento de la cobertura eléctrica para 691.700 viviendas.

h) Reducción de los efectos sobre la salud de la población centroamericana, debido a la menor emisión de contaminantes primarios y secundarios (no cuantificados).

i) Cumplimiento de los compromisos de Johannesburgo, con respecto al porcentaje de la Oferta de Energía Primaria cubierta por fuentes renovables, en los años 2005, 2010 y 2020.

V. ESTRATEGIA ENERGÉTICA SUSTENTABLE DE AMÉRICA CENTRAL 2020

La Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020 fue aprobada inicialmente por los Directores de Energía y los Directores de Hidrocarburos, durante la reunión llevada a cabo en Ciudad de Guatemala, el 12 de noviembre de 2007, con base en la propuesta de diciembre de 2005. Posteriormente, los Ministros de Energía aprobaron dicha Estrategia en su reunión del 13 de noviembre de 2007. A continuación se transcribe el texto aprobado.

A. OBJETIVOS Y MEDIOS DE LA ESTRATEGIA

Objetivo general

Asegurar el abastecimiento energético de América Central, en calidad, cantidad y diversidad de fuentes, necesario para garantizar el desarrollo sostenible, teniendo en cuenta la equidad social, crecimiento económico, la gobernabilidad y compatibilidad con el ambiente, de acuerdo con los compromisos ambientales internacionales.

Objetivos específicos

- 1) Reducir la tasa de crecimiento de la demanda de derivados de petróleo (por sectores de consumo y generación de energía eléctrica).
- 2) Reducir la dependencia energética de fuentes importadas, aumentando la oferta de fuentes renovables de energía.
- 3) Mejorar la eficiencia y promover el uso racional de la energía. tanto de los sectores de la demanda como de la oferta.
- 4) Incorporar nuevas tecnologías y fuentes de energía menos contaminantes.
- 5) Aumentar el acceso a los servicios energéticos de las poblaciones de menores ingresos y aisladas.
- 6) Mitigar los efectos del uso y producción de energía sobre el ambiente.
- 7) Desarrollar proyectos energéticos con recursos naturales compatibles con el ambiente y con los asentamientos humanos.

Medios e instrumentos

Para lograr los objetivos anteriores se podrán utilizar, entre otros, los siguientes medios e instrumentos:

- 1) Fomento a la inversión privada y mixta (Asociación Pública y Privada).
- 2) Mecanismos económicos y financieros para la promoción de fuentes renovables y tecnologías eficientes.
- 3) Fortalecimiento de la integración energética regional (mercado eléctrico regional, unión aduanera).
- 4) Fortalecimiento institucional del sector energético y de las instituciones responsables del monitoreo ambiental.
- 5) Fortalecimiento de la competencia en los mercados energéticos.
- 6) Armonización de los instrumentos regulatorios.
- 7) Mejora de los instrumentos económicos de la regulación.

Objetivo específico 1:

Reducir la tasa de crecimiento de la demanda de derivados de petróleo (por sectores de consumo y generación de energía eléctrica).

Actividades:

- Aumento de eficiencia en el uso de la energía
- Sustitución de fuentes fósiles
- Reducción de generación térmica de derivados de petróleo
- Incorporación de nuevas tecnologías
- Política de precios que promueva el ahorro y la sustitución de fuentes de energía fósiles por energías renovables

Objetivo específico 2:

Reducir la dependencia energética de fuentes importadas, aumentando la oferta de fuentes renovables de energía.

Actividades:

- Aumento de las fuentes endógenas de energía
- Aumento de la eficiencia energética
- Incentivos fiscales para el uso de fuentes endógenas

- Remoción de barreras (legales, institucionales, económicas, financieras, técnicas, sociales y ambientales) para el desarrollo y uso que presentan las fuentes endógenas
- Fomento del consumo interno de biocombustibles, energía solar, eólica
- Política de precios para promover las energías renovables
- Incentivos fiscales para promover la incorporación de los biocombustibles en la matriz energética
- Determinación y evaluación del impacto de los subsidios
- Aprovechamiento de los Mecanismos de Desarrollo Limpio
- Institucionalidad de las fuentes renovables

Objetivo específico 3:

Mejorar la eficiencia y promover el uso racional de la energía, tanto de los sectores de la demanda como de la oferta.

Actividades:

- Diseño e implementación de una campaña regional de información para el ahorro de energía
- Desarrollo de programas de capacitación en conducción eficiente para administradores y/o operadores de flotillas vehiculares.
- Medidas de uso eficientes en sectores energointensivos.
- Armonización de normas y reglamentaciones técnicas
- Coordinar con otros organismos de gobierno medidas para el incremento de la eficiencia energética y reducción de pérdidas
- Evaluación del potencial del uso de la leña en la región
- Diseño de un programa para la difusión de estufas mejoradas
- Estimación de las externalidades del uso de la leña
- Evaluación de la sustentabilidad en el uso de la leña
- Desarrollo de programas educativos para el uso eficiente de la leña

Objetivo específico 4:

Incorporar nuevas tecnologías y fuentes de energía menos contaminantes.

Actividades:

- Introducción de la cadena del GN en sectores de consumo y generación eléctrica
- Ampliación del uso de la biomasa en generación eléctrica
- Evaluación de impactos del uso del GLP en el sector transporte
- Incentivos fiscales
- Eliminar barreras (legales, institucionales, económicas, financieras, técnicas, sociales y ambientales)

- Definición y armonización de normas regulatorias (medición de emisiones, calidad)}

Objetivo específico 5:

Aumentar el acceso a los servicios energéticos de las poblaciones de menores ingresos y aisladas.

Actividades:

- Alternativas de abastecimiento a comunidades aisladas
- Mecanismos financieros para electrificación rural
- Mejoras tecnológicas en los equipos de uso doméstico
- Alternativas para el uso productivo de la energía para el desarrollo rural

Objetivo específico 6:

Mitigar los efectos del uso y producción de energía sobre el ambiente.

Actividades:

- Evaluación de los impactos ambientales de proyectos hidroeléctricos y en la producción, transporte y comercialización de los hidrocarburos
- Sustitución de fuentes contaminantes por no contaminantes
- Definición de Normas y Regulación
- Precios que reflejen los costos reales

Objetivo específico 7:

Desarrollar proyectos energéticos con recursos naturales compatibles con el ambiente y con los asentamientos humanos.

Actividades:

- Mejoramiento de la comunicación y fomento de la participación de las comunidades en todas las fases del proyecto
- Definición de los Marcos Regulatorios para la redistribución de la renta
- Gestión sostenible de cuencas
- Evaluación de los impactos ambientales de proyectos energéticos

B. METAS DE LA ESTRATEGIA ENERGÉTICA SUSTENTABLE PARA EL AÑO 2020

Con base en los resultados de los diferentes escenarios para el año 2020, y considerando los objetivos de la Estrategia Energética Sustentable, se propone las siguientes metas para el año horizonte, clasificadas en cinco grandes grupos: a) acceso a la energía por parte de la población con menos recursos, b) uso racional y eficiencia energética, c) fuentes renovables de energía, d) biocombustibles para transporte y e) cambio climático.

a) Acceso a la energía por parte de la población con menos recursos

- 1) Alcanzar al menos el 90% de cobertura eléctrica en cada uno de los países de la región.

b) Uso racional y eficiencia energética

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

c) Fuentes renovables de energía

- 8) Aumentar en 11% de energía la participación en el mercado eléctrico regional de fuentes renovables en la producción de electricidad, principalmente mediante la construcción de centrales hidroeléctricas.

d) Biocombustibles para el sector transporte

- 9) Sustituir el 15% del consumo de derivados del petróleo en el transporte público y privado mediante el uso de biocombustibles.

e) Cambio climático

- 10) Reducir en un 20% la emisión de gases de efecto invernadero con respecto al escenario tendencial en el 2020, maximizando la aplicación de los certificados de reducción de carbono.

BIBLIOGRAFÍA

Bamberger, Ives y Bernard Rogeaux (2007), *Quelles solutions des industriels peuvent-ils apporter aux problèmes énergétiques ?*.

Banco Mundial (2000), *Fuel for Thought. An Environmental Strategy for the Energy Sector*, Environment Department, the Energy, Mining, and Telecommunications Department, and the International Finance Corporation.

Boussena, Sadek, Jean-Pierre Pauwels, Catherine Locatello y Carine Swartenbroeckx (2006), *Le défi pétrolier: Questions actuelles du pétrole et du gaz*, París.

BP (British Petroleum) (2007), "Statistical review of world energy 2007" (<http://www.bp.com/statisticalreview>), junio.

CCAD (Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo) (2002), *Centroamérica en la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible. Nuestro compromiso ambiental*, Johannesburgo.

CEAC (Consejo de Electrificación de América Central (2007), *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, período 2006-2020*.

_____ (2005), *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, período 2005-2019*, abril.

CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2007), *Istmo Centroamericano: Evolución económica durante 2006 y perspectivas para 2007* (LC/MEX/L.774), México, abril.

_____ (2007b), *Istmo Centroamericano: Estadísticas de Hidrocarburos 2006* (LC/MEX/L.883), México, 18 de septiembre.

_____ (2007c), *Istmo Centroamericano: Estadísticas del subsector eléctrico* (LC/MEX/L.809), México, 10 de octubre.

- _____ (2007d) *La energía y las metas del milenio en Guatemala, Honduras y Nicaragua*, en proceso de publicación.
- _____ (2007e), *Perspectivas para el biodiesel en Centroamérica: Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Honduras* (LC/MEX/L.791), convenio CEPAL/República Federal de Alemania, México, agosto.
- _____ (2007f), *Diagnóstico de los aspectos agrícolas para la producción de etanol a base de caña de azúcar en América Central* (LC/MEX/L.767), convenio CEPAL/República de Italia, México, marzo.
- _____ (2007g), *Panorama social de América Latina* (LC/G.2326-P), Santiago de Chile, publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.06.II.G.133.
- _____ (2006a), *Perspectivas para el biodiesel en Centroamérica: Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Honduras* (LC/MEX/L.791), México, agosto.
- _____ (2006b), *Costos y precios para etanol combustible en América Central* (LC/MEX/L.716), México, mayo.
- _____ (2006c), *Istmo Centroamericano: Diagnóstico de la industria petrolera* (LC/MEX/L.685/Rev.1), México, mayo.
- _____ (2006d), *Análisis económico de precios del bioetanol para mezcla de gasolinas* (LC/MEX/L.746), México, septiembre.
- _____ (2004a), *Estrategia para el fomento de las fuentes renovables de energía en América Central* (LC/MEX/L.620), México, agosto.
- _____ (2004b), *Perspectivas de un programa de biocombustibles en América Central* (LC/MEX/L.606), convenio CEPAL/República Federal de Alemania, México, marzo.
- _____ (2004c), *Aspectos complementarios para la definición de un programa de bioetanol en América Central* (LC/MEX/R.857), convenio CEPAL/República Federal de Alemania, México, mayo.
- _____ (2003a), *Modelos econométricos para los países de Centroamérica* (LC/MEX/L.581), México, noviembre.
- _____ (2003b), *Sostenibilidad energética en América Latina y el Caribe: El aporte de las fuentes renovables* (LC/L.1966), Santiago de Chile, 8 de octubre.
- _____ (2001), “Pasado, presente y futuro del proceso de integración centroamericano”, *Serie Estudios y Perspectivas*, N° 6, México, 19 de diciembre.
- _____ (2000), *Las energías renovables en México y el mundo, semblanza*, México.

CEPAL/OLADE (Organización Latinoamericana de Energía)/GTZ (2003), *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe. Guía para la formulación de políticas energéticas* (LC/G.2214-P), Santiago de Chile, publicación de las Naciones Unidas, N° de venta: S.03.II.G.160.

CEPAL/SG-SICA (2004), *La integración centroamericana: Beneficios y costos*, México, mayo.

Comisión de las Comunidades Europeas (2003), *World Energy, Technology and Climate Policy Outlook, 2030*, Energy environment and sustainable development programme, Bruselas.

_____ (2002), *Hacia una Estrategia Europea de Seguridad del Abastecimiento Energético*.

CONAFOVI (Comisión Nacional de Fomento a la Vivienda (2006), *Uso Eficiente de la Energía en la Vivienda*, México.

Chevalier, Jean-Marie (2004), *Les grandes batailles de l'énergie*, Francia.

De Buen, Odón (2007), "El ABCD de los programas de ahorro de energía: información, inversión, normalización y gestión", *El Reporte de la Transición Energética ENTE*, N° 77, una perspectiva sobre energía y medio ambiente desde y hacia México, 22 de octubre.

Díaz, Rodolfo (2007), *La leña como fuente de energía en Centroamérica*, México, octubre, inédito.

DOE/EIA (Department of Energy-Energy Information Administration) (2006), "International Energy Outlook 2006" (en línea) ([http://www.fypower.org/pdf/EIA_IntlEnergyOutlook\(2006\).pdf](http://www.fypower.org/pdf/EIA_IntlEnergyOutlook(2006).pdf)).

Fernández, Luis (2007), *Proyección de combustibles del Istmo Centroamericano 2006-2020*, inédito.

Galindo, Luis Miguel y Horacio Catalán (2005), *Pronósticos de crecimiento económico para los países de Centroamérica*, documento interno de la CEPAL, septiembre.

Goodstein, David (2005), *Panne sèche la fin de l'ère du pétrole*, París.

GTZ (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit) (2007), *Reducing Emissions from Deforestation in Developing Countries, The Way Forward*, Climate Protection Programme in Developing Countries, Alemania, abril.

Hammill, Mathew (2007), "Pro-poor growth in Central America", *Serie Estudios y perspectivas*, N° 88, México, CEPAL, octubre.

Howard Kunstler, James (2005), *La fin du pétrole: Le vrai défi du XXIe siècle*, Nueva York.

IEA (International Energy Agency) (2006), *World Energy Outlook 2006*, París, Francia.

_____ (2006b), *Energy Technology Perspectives 2006, Scenarios and Strategies to 2050*, París, Francia.

InterAcademy Council (2007), "Lighting the Way: Toward a Sustainable Energy Future", *IAC Report*.

Laroche, Jean-Claude (2006), *Le défi énergétique : De l'épuisement des ressources au développement durable*, París.

Marchesi, Laurent (2007), "Changement climatique : Europe et Amérique centrale face à un problème mondial", *Rapport de stage*, CEPAL, México.

Martinez, Emilie (2007), "Les biocarburants : une alternative face a la crise énergétique mondiale", *Rapport de stage*, CEPAL, México.

MINAE (Ministerio de Ambiente y Energía) (2007), *Encuesta de oferta y consumo energético nacional a partir de la biomasa en Costa Rica año 2006*, San José, Costa Rica, julio.

OCDE (Organización para la Cooperación Económica y Desarrollo) (2007), "Biofuels: is the cure worse than the disease?", *Round Table on Sustainable Development*, Richar Doornbosch and Ronald Steenblik, París, 11 y 12 de septiembre.

Odell, Meter R. (2004), *Why Carbon Fuels Will Dominate, The 21st Century's Global Energy Economy*, Essex, Reino Unido.

PNUMA (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente) (2007), *Global Environment Outlook GEO4 Environment for Development*, Panamá.

_____ (2007), *Perspectivas del medio ambiente mundial GEO4 medio ambiente y desarrollo*, Panamá.

REPSOL YPF (2007), "Combustibles fósiles y fuentes alternativas", presentado en el Foro Energía y Desarrollo, Comex Perú, Lima, 19 de julio.

Rühl, Christof (2007), *BP Statistical Review of World Energy 2007*, 13 de junio.

Schwartz, Peter y Doug Randall (2003), *An Abrupt Climate Change Scenario and its Implications for United States National Security*.

SG-SICA (Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana) (2007), "Avances de la integración centroamericana", (en línea) (fecha de consulta: 10 de septiembre de 2007) (www.sg-sica.org).

Stern, Nicholas (2006), "Stern Review Report on the Economics of Climate Change", Cambridge University Press, Gran Bretaña.

World Coal Institute (2007), *Coal Meeting the Climate Challenge. Technology to Reduce Greenhouse Gas Emissions*, octubre.

Worldwatch Institute (2007), *Biofuels for Transport. Global Potential and Implications for Sustainable Energy and Agriculture*, Londres, Reino Unido.

Anexo I

INNOVACIONES TECNOLÓGICAS

Se listan a continuación las innovaciones tecnológicas que podrían ser aplicadas en el Istmo Centroamericano en el mediano y largo plazo.

a) Generación eléctrica

El retiro de las plantas de generación eléctrica con muchos años de operación a nivel mundial y la creciente demanda de electricidad implican que la toma de decisiones de inversión en generación eléctrica tendrán un impacto significativo a largo plazo. Las nuevas tecnologías que mejoran eficiencias de generación reducen las emisiones de CO₂ al mejorar la eficiencia en hasta un 15%. Entre ellas se pueden citar los ciclos combinados de gas natural, ciclos avanzados de vapor (plantas de carbón pulverizado supercríticas y ultrasupercríticas), combustión de lecho fluidizado subcrítico y supercrítico, así como ciclo combinado de gasificación integrada (IEA, 2006b).

Las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ permiten una generación eléctrica casi sin emisiones. Aunque ya se está haciendo captura de carbono en proyectos de demostración, todavía es necesario hacer más investigación y desarrollo. Las plantas de carbón con captura y almacenamiento de CO₂ tienen un costo aproximado de 25 dólares por tonelada de CO₂ evitado (IEA, 2006b).

Para generación renovable se tienen avances tecnológicos en las áreas de geotermia, como acceso a fuentes de calor que anteriormente no eran económicamente factibles, y solar con celdas fotovoltaicas usando lentes de concentración solar.

En cuanto a redes eléctricas, una mayor eficiencia en las fases de transmisión y distribución permitirá la reducción de pérdidas y por ende, de emisiones de CO₂. Los avances en el manejo de la red, como los sistemas inteligentes, facilitarán la expansión de la generación distribuida al igual que un mayor uso de energías renovables conectadas a la red (IEA, 2006b).

b) Transporte

Según estadísticas de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2006b), el consumo de combustibles fósiles para el sector transporte experimentará un crecimiento fuerte en las siguientes décadas. Durante los últimos 30 años, el consumo de combustibles fósiles en países en desarrollo se ha triplicado, por tal motivo, los países se han visto en la necesidad de proponer mejoras en la eficiencia energética del transporte, modificar la infraestructura existente y diversificar los combustibles.

De igual forma en que se ha tenido un aumento en el consumo de combustible, las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente CO₂, se han triplicado desde 1990, generando más emisiones que los sectores eléctrico y de producción de calor. Cabe destacar que, a pesar que los países miembros de la OCDE son responsables del 60% de las emisiones del sector transporte, este

porcentaje está disminuyendo debido al rápido crecimiento del mismo sector en los países en transición y en desarrollo.

El uso de la energía para el sector transporte depende principalmente de varios factores: la actividad de transporte (el nivel de demanda para movilizar gente y para el transporte de bienes); el tipo de transporte; el tipo de combustible y la intensidad energética (IEA, 2006b).

Para cada uno de estos factores se pueden tomar medidas, que van desde cambios de conducta hasta la implementación de nuevas tecnologías, para disminuir el consumo de combustibles y por ende, el nivel de emisiones. La disminución en el consumo de combustibles fósiles se puede lograr al diversificar las fuentes de combustible y con nuevas tecnologías para los vehículos. En este contexto, el biodiesel y el bioetanol se perfilan como dos opciones con excelente potencial de desarrollo en la región. Asimismo como los vehículos Flex-fuel, vehículos híbridos y eléctricos.

i) Biocombustibles. La producción convencional de bioetanol de biomasa está basada en la fermentación de azúcares o la conversión de almidón en azúcares, los cuales se fermentan produciendo etanol (IEA, 2006b). El bioetanol se produce principalmente de caña de azúcar o de granos de cereal. Sin embargo, se está investigando la producción de bioetanol a través de insumos lignocelulósicos ya que se prevé que haya mejoras significativas de producción (CEPAL, 2004b).

La tecnología más madura para producción de biodiesel es la transesterificación de aceites vegetales o grasas de animales (CEPAL, 2007e). El biodiesel obtenido de ácidos grasos metil-esteres es muy apropiado para motores diesel ya que no tienen azufre y se pueden usar en cualquier porcentaje de mezcla. A la fecha, se está investigando la producción de biodiesel a través de la transesterificación química, hidro-crack de los aceites vegetales (en etapa de demostración) (IEA, 2006b). Además, se están haciendo estudios para convertir la biomasa a biocombustibles líquidos o gaseosos, como por ejemplo, a través de la gasificación de la biomasa combinada con la síntesis Fischer-Tropsch (IEA, 2006b).

ii) Tecnología automotriz. La tecnología automotriz ha evolucionado a la par del incremento en el uso de biocombustibles, principalmente el bioetanol. En Brasil se han desarrollado y utilizado con mucho éxito los vehículos Flex Fuel, que pueden funcionar con cualquier rango de etanol en el combustible ya que los vehículos convencionales pueden usar hasta un 10% de etanol.

La evolución de los motores también ha permitido la reducción de emisiones y actualmente está normado por las normas Euro en la Unión Europea y de la EPA (Agencia de Protección Ambiental) en Estados Unidos. Japón también tiene su propio sistema de normatividad. Las normas tienen el objeto de reducir la emisión a la atmósfera de contaminantes, por lo que los fabricantes tienen que invertir en nuevas tecnologías para cumplir con dichas normas. Cada norma nueva restringe cada vez más el nivel de emisiones. Entre las innovaciones en los motores están el turbogenerador en todos los vehículos diesel, sistemas de post-enfriamiento en vehículos de diesel y de gas, intercoolers, inyección electrónica o electrohidráulica y sistema de control de

válvulas. Para el sistema de transmisión se tiene la transmisión continuamente variable.⁵⁰

Gracias a las últimas normas, los vehículos nuevos han tenido que usar el reductor catalítico selectivo que reduce las emisiones de NO_x y la recirculación de los gases de escape (EGR). La norma Euro 4 obliga el uso de multi inyección de alta presión, reducción del radio de compresión, incremento de la relación EGR, velocidad variable y mejora del catalizador oxidación. Se espera que las emisiones de NO_x del Euro 5, a utilizarse en el 2008, sean siete veces menor a las del Euro 0 de 1990. De igual forma, se espera que para el 2015 se emita la norma Euro 6 de la Unión Europea que reducirá el nivel de partículas en un 99%, de NO_x en un 97% y de CO en un 98%. Además de las menores emisiones de contaminantes, también hay una mayor eficiencia, es decir, mayor kilometraje por litro de combustible (REPSOL, 2007).

Los vehículos eléctricos utilizan un motor eléctrico, alimentado por un cargador que recibe energía de un arreglo de baterías recargables, en vez de un motor de combustión. A pesar de que estos vehículos ya se encuentran en el mercado, el éxito de su penetración dependerá en gran medida del desarrollo de la tecnología de baterías, que resulta ser el componente más costoso. La reducción en el costo de los vehículos eléctricos depende directamente de la disminución de costos que se pueda obtener para las baterías, para las cuales, todavía se están llevando a cabo investigaciones. Existen varios tipos de baterías, entre ellas: 1) Baterías plomo-ácido que se usan hoy en día, son baratas y confiables, pero demasiado voluminosas; 2) Níquel Hidruro Metálico, que tienen una vida mucho más larga que las anteriores, pero tardan mucho tiempo en recargar y su costo es aún demasiado alto, y 3) Ión-litio, que tienen una vida más larga y se recargan más rápido.

Las baterías de ciclo profundo de plomo-ácido, las más comúnmente usadas, tienen un costo de 50 dólares/kWh. Mientras que el costo de las baterías de Níquel Hidruro Metálico ha subido debido al aumento del precio del níquel, el costo de las baterías de ión-litio ha bajado hasta 500 a 600 dólares/kWh, y no se espera que el costo se pueda reducir a más de 160 dólares/kWh (IEA, 2006b).

El vehículo híbrido se refiere a cualquier vehículo que puede usar una combinación de diferentes fuentes de energía. En este caso, se trata de vehículos híbridos eléctricos que combinan un motor de combustión interna convencional (que utiliza gasolina, diesel o algún biocombustible) y un motor eléctrico (IEA, 2006b). Existen diferentes modelos cuya principal diferencia consiste en la configuración y el tamaño de los motores. Cada configuración tiene sus ventajas y desventajas en cuanto a costos, eficiencia, rendimiento y el potencial de reducción de emisiones de CO₂.

Estos vehículos pueden proporcionar ahorros de combustible y reducción de emisiones significativos. Hoy en día, los vehículos híbridos son considerablemente más costosos que vehículos convencionales de diesel o de gasolina, sin embargo, es posible obtener un vehículo con diferentes grados de 'hibridización'. Al igual que con los vehículos eléctricos, las baterías constituyen un factor importante dentro de los costos de estos vehículos, por lo que la mejora en la eficiencia y seguridad de las baterías es un campo prioritario en investigación y desarrollo para los próximos años.

⁵⁰ Comisión Nacional para el Ahorro de Energía de México, agosto de 2007.

Las tecnologías de celdas de combustible e hidrógeno aún están en una fase de investigación y desarrollo. Finalmente hay investigaciones avanzadas sobre el uso del hidrógeno como combustible automotor. El hidrógeno se puede producir con diversos procesos a partir de combustibles fósiles, de energía nuclear o energía renovable, entre ellos, electrólisis del agua, reformación del gas natural, gasificación de carbón y biomasa, partición del agua mediante altas temperaturas, fotoelectrólisis y procesos biológicos. Todas estas tecnologías requieren de mejoras significativas de eficiencia al igual que reducción de costos.

c) Edificios y aparatos eléctricos

Las tecnologías que utilizan los edificios, ya sean residenciales, comerciales o públicos, van a determinar su consumo energético. Entre éstas encontramos a la envolvente (compuesto por las ventanas, paredes, techo, etc.), los sistemas de calefacción y aire acondicionado, la producción de agua caliente, la iluminación, y los aparatos electrodomésticos.

La construcción de las viviendas se puede diseñar para minimizar el consumo de energía a la vez que maximiza el nivel de confort. A este tipo de construcción se le llama arquitectura bioclimática y representa un cambio de la forma convencional de diseño, ya que aprovecha la interacción entre energía, ambiente y construcción, regulando los intercambios de calor con el ambiente y propiciando condiciones de confort (CONAFOVI, 2006).

Existen muchas tecnologías en investigación que se perfilan como productos potenciales para reducir el consumo eléctrico. Una de las barreras principales a las que se enfrentan estos productos de mayor eficiencia es el hecho de que los consumidores rara vez basan sus decisiones de compra en los costos energéticos que el aparato les va a traer. Acciones de política y de normalización y estandarización pueden tener un impacto importante para la aceptación de las tecnologías. Sin embargo, también es necesario implementar una campaña educativa mostrando los beneficios a largo plazo y haciendo comparaciones de las tecnologías actuales con las nuevas (CONAFOVI, 2006) (IEA, 2006b).

A diferencia de otros sectores, los edificios son más dependientes a características climáticas y culturales. Su larga vida, desde décadas hasta siglos, pone de manifiesto la importancia en la elección de los métodos y materiales de construcción que se utilicen.

i) Envolvente. Los dos componentes importantes de la envolvente de un edificio en cuestiones de eficiencia energética son las ventanas y el aislamiento. Existen en el mercado muchas tecnologías para la envolvente de los edificios que pueden mejorar su rendimiento en comparación con edificios de otras generaciones.

Las ventanas, además de cumplir con las funciones de acceso al edificio, entrada de la luz del sol, y en muchos casos para ventilación y entrada de aire fresco, tienen un impacto importante en el consumo de la energía. La eficiencia de las ventanas depende en gran medida de los materiales de construcción del marco y el vidrio, las capas de vidrio que tienen y el material que se pone entre capas. Las ventanas pueden actuar como una fuente de generación de calor en el invierno y una de pérdida de calor en el verano, por lo que el reto en el desarrollo de nuevas ventanas eficientes es optimizar tres aspectos: mantener el

calor en el invierno, evitar que entre calor en el verano, y permitir la entrada de la luz del sol (CONAFOVI, 2006). En términos de mejoras, las ventanas que se puede encontrar actualmente en el mercado tienen la capacidad de aislar tres veces más que las ventanas anteriores de doble vidrio (IEA, 2006b).

Existen muchos materiales de aislamiento, incluyendo poliestireno y poliuretano, y se usa normalmente en techos, paredes, pisos y sótanos. Algunos estudios indican que los edificios europeos pueden reducir su consumo energético en un 50% y que el 78% de estas reducciones se podría dar gracias al aumento en el aislamiento (IEA, 2006b). El rendimiento del aislamiento ha mejorado de forma dramática en la última década, duplicándose en los últimos 25 años. El llamado 'súper aislamiento' se encontrará disponible en el mercado en fechas próximas y será tres veces más eficiente que las tecnologías actuales.

ii) Aire acondicionado. Los sistemas de aire acondicionado tienen los mismos componentes y principios de operación básicos que los refrigeradores, por lo que la eficiencia y los costos de los equipos dependen del tipo que se escoja. Los equipos de aire acondicionado actuales consumen de un 30% a un 40% de energía menos que los modelos que se vendían hace 10 años, mientras que los sistemas de ventilación han logrado ahorros de hasta 15% (IEA, 2006b).

La eficiencia de la envolvente del edificio es un factor importante al determinar la capacidad del equipo de aire acondicionado o ventilación, por lo que ésta será menor entre más eficiente sea nuestra envolvente.

iii) Iluminación. La tecnología de la iluminación incluye lámparas, balastos y sistemas de control de iluminación, luminarias y otros componentes que tienen el objetivo principal de incrementar la eficiencia de los sistemas de iluminación.

Existe un porcentaje importante de la población centroamericana que todavía utiliza las lámparas incandescentes, por lo que existe un mercado considerable para tecnologías eficientes, como las lámparas compactas tubulares y fluorescentes. Para dar una idea de las eficiencias de las lámparas, una lámpara incandescente tiene una eficiencia de 10 a 15 lúmenes por watt, mientras que las lámparas fluorescentes tubulares tienen una eficiencia de 70 a 100 lúmenes por watt.

Un nuevo desarrollo lo constituyen los LED (diodos emisores de luz, o *light emitting diodes* por sus siglas en inglés) que prometen ser la tecnología punta del futuro y con un consumo energético mucho menor al de las compactas fluorescentes. En general, se puede decir que la eficiencia de los sistemas de iluminación ha mejorado, aunque se estima que todavía se pueden dar mejoras económicamente factibles de hasta el 60% (IEA, 2006b).

iv) Aparatos electrodomésticos. Los aparatos electrodomésticos también se han vuelto más eficientes, sobre todo los refrigeradores, congeladores, lavadoras y secadoras. Aunque todavía hay muchas oportunidades para seguir reduciendo el consumo eléctrico de éstos, el mercado para estos equipos puede ser muy limitado ya que, como se mencionó anteriormente, la eficiencia de los equipos no es un factor de decisión de compra de los consumidores.

- Refrigeradores

A pesar de que los refrigeradores se han estado utilizando por décadas, aún existe un enorme potencial de mejora en áreas tales como el cambio del motor de corriente alterna a uno de corriente directa, la adición de espuma de polieuretano a las puertas, más aislamiento alrededor del congelador y el uso de controles automáticos, entre otros. El refrigerador más eficiente que se puede encontrar hoy en día en el mercado utiliza 19% de la energía que utilizaban los refrigeradores hace aproximadamente 10 años, sin embargo, los refrigeradores que comúnmente se encuentran en los hogares consumen el 60% de la energía de un modelo equivalente de 1992 (IEA, 2006b). Esto indica que todavía hay mejoras sustanciales que se pueden hacer para mejorar la eficiencia de estos aparatos.

- Lavadoras y secadoras de ropa

El factor más importante a considerar para una lavadora es el uso del agua caliente, el cual se determina por la temperatura del agua y la cantidad a ser calentada. El suministro de agua caliente puede venir de la fuente de agua caliente de la casa o se calienta en la máquina. También se requiere de electricidad para operar el motor y el sistema de control. La eficiencia del ciclo de 'exprimido-secado' de las lavadoras puede tener un impacto importante en el consumo total de energía del ciclo de lavado y secado. El proceso de exprimir es un proceso mucho más eficiente que la exposición al calor de la secadora. A pesar de que este proceso resulta en un consumo energético ligeramente mayor por parte de la lavadora, reduce el consumo energético total del proceso de lavado y secado.

Los nuevos avances en las lavadoras incluyen la reducción de la temperatura y la cantidad de agua requerida, reducción del tamaño de la estructura, optimización de la capacidad del motor, implementación de un motor asíncrono con fase de regulación y controles electrónicos (IEA, 2006b). Sin embargo, a menos que existan políticas o normas para la implementación de estas medidas, no se esperan muchas mejoras en el futuro cercano.

Las secadoras de ropa utilizan electricidad o gas natural para el ciclo de calentamiento o aireación. Como se mencionó anteriormente, la tecnología de secado más eficiente lo constituye el ciclo de exprimido de la lavadora.

- Televisiones

Uno de los factores determinantes del consumo energético de las televisiones son las pantallas. Las pantallas de plasma reducen el consumo energético tanto en horas de uso como de no uso. Dependiendo del tipo de televisión, pueden consumir de 1 a 30 watts al estar apagados. Otra fuente de consumo es la televisión por cable o satélite, que puede usar desde 10 hasta 20 watts cuando está en uso (IEA, 2006b). Actualmente, es posible encontrar modelos con ahorros de hasta 50%, aunque todavía es posible reducir más el consumo.

- Computadoras e impresoras

Las computadoras personales y los monitores de las computadoras de escritorio consumen aproximadamente el 40% de la energía usada en oficinas y telecomunicaciones. Una computadora de escritorio consume alrededor de 120 watts/hora (por lo general, el monitor consume 75 y el

CPU 45). Las computadoras portátiles o laptops consumen cerca de 30 watts.

Los equipos de cómputo que reducen su consumo energético cuando no están en uso pueden reducir dicho consumo en hasta un 65%. Los modelos nuevos de impresoras solas reducen su consumo en hasta un 50%, que representa hasta 45 watts. Si la impresora se deja encendida pero sin uso durante un largo período, el consumo energético será mucho mayor que el consumo utilizado durante el proceso de impresión. El impacto energético más grande de las impresoras no se encuentra en el uso directo de la energía, sino en la cantidad de papel que requiere para imprimir documentos; de tal forma que las impresoras más eficientes son aquellas que imprimen de ambas caras de la hoja (IEA, 2006b).

v) Sistemas Solares de Calentamiento de Agua (SSCA). Los sistemas solares de calentamiento de agua (SSCA) son sistemas que utilizan la energía térmica del sol para calentar agua o cualquier otro fluido. El colector solar plano puede calentar fluidos a temperaturas de hasta 200° C (sobre todo en el caso de sistemas de tubos evacuados), aunque normalmente se utilizan para calentar hasta 75° C).⁵¹ Ya son una tecnología consolidada, aunque se siguen haciendo mejoras. Actualmente hay una gran variedad de SSCA, entre los que se encuentra principalmente a los colectores de placa plana o de tubos evacuados. Los sistemas existentes son de circulación forzada y termosifónicos.

La eficiencia de los SSCA depende del diseño del colector, pero se puede decir que su eficiencia promedio anual varía entre los 40% y 55%. La capacidad pico nominal de cualquier tipo de colector solar es de aproximadamente 0,7 kW_{th}/m² y la producción anual estimada de energía solar térmica depende de la radiación solar disponible, la temperatura ambiente y la tecnología que se esté usando. Un sistema típico reducirá el uso de calentamiento de agua convencional en un 70% y puede reducir el uso de combustibles en un 10% a un 30%. Los costos también varían dependiendo de la tecnología (IEA, 2006b).

Estos sistemas ya se están vendiendo en la región; sin embargo, una implementación masiva requerirá de campañas de información a la población y de diferentes incentivos o programas de financiamiento. Otros países ya han llevado a cabo este tipo de actividades de forma exitosa.

d) Industria

El consumo energético final para el sector industrial en el 2003 representó una tercera parte del uso final de energía a nivel mundial. Las emisiones de CO₂ del sector industrial, incluyendo procesos industriales intensos como los altos horno y los hornos de coque, fueron de 5,3 Gt de los cuales el 26% provino de la industria del hierro y el acero, el 25% de minerales no metálicos y el 18% de petroquímicos (IEA, 2006b).

Las mejoras a los sistemas de suministro de vapor y sistemas de motores brindan una oportunidad de ahorro de energía de aproximadamente 15% a 30%. La cogeneración puede ahorrar de un 10% a un 30% del consumo de combustibles, si se compara con la generación separada de energía y calor (IEA, 2006b).

⁵¹ Fuente: CONAE.

En general, el sector industrial brinda un potencial significativo de ahorro de energía a costos bajos y hasta negativos. Este potencial merece más atención del que se le ha dado a la fecha. Se requiere de más investigación y desarrollo para ciertas tecnologías y optimización de ciclos de vida utilizando reciclaje y uso eficiente de materiales. Las políticas de largo plazo son esenciales para convencer a la industria que inversiones en tecnologías de alto riesgo y costo tienen sentido económicamente.

Anexo II**PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMA	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2009			Rep. 15Set(F)	12			Larreynaga(F)	17.2				
							Pantasma	24	Pirris(F)	128	Chan75 (F)	158
2010	Xacbal	94	Chaparral(F)	66			Salto YY	25	Toro3 (F)	50	El Alto	60
					Cangrejal	40					Mendre	16.5
2011					Patuca3	100	Pajaritos	31			Lorena	35
											Santa María	30.5
2012											Pando	32.5
											Prudencia	54
2013	Xalalá	181			Patuca2	270	Copalar	350			Chan140	132
2014							Tumarín	160	Reventazón	300	Monte Lirio	54
2515							Valentín	28			Chan220	126
2016	Chulac	446									Diquís	600
2017	Serchill	145									Los Llanos	84
2018											Savegre	200
2019							El Carmen	60				
2020					Jitacuyo	173						