

INTEGRACIÓN ELÉCTRICA CENTROAMERICANA

**Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC
Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central**

Carlos Echevarría
Nancy Jesurun-Clements
Jorge Mercado
Carlos Trujillo



INTEGRACIÓN ELÉCTRICA CENTROAMERICANA

Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC
Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

Carlos Echevarría
Nancy Jesurun-Clements
Jorge Mercado
Carlos Trujillo

**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo.**

Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central / Carlos Echevarría, Nancy Jesurun-Clements, Jorge Mercado, Carlos Trujillo.

p. cm. — (Monografía del BID; 524)
Incluye referencias bibliográficas.

1. Interconnected electric utility systems-Central America. 2. Energy policy-Central America. 3. Energy development-Central America. I. Echevarría, Carlos. II. Jesurun-Clements, Nancy. III. Mercado, Jorge. IV. Trujillo, Carlos. V. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VI. Serie.
IDB-MG-524

Código de publicación: IDB-MG-524
Clasificaciones JEL: F15, L94, O22, O54, Q40, Q41, Q47, Q48

Palabras clave: Integración Energética, Interconexión Eléctrica, Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), Mercado Eléctrico Regional (MER); Tratado Marco; Protocolo

Copyright © 2017 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-No Comercial-Sin Obras Derivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



INTEGRACIÓN ELÉCTRICA CENTROAMERICANA

Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	I
RESUMEN EJECUTIVO	II
I. DESARROLLO DEL SIEPAC, EL MER Y LIDERAZGO DEL BID	1
A. Contexto socioeconómico y geográfico de los países de la región	1
B. Esfuerzos iniciales para la integración de los sistemas eléctricos	2
1. Primer grupo regional y estudios de interconexión eléctrica	2
2. Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)	4
3. Las interconexiones eléctricas binacionales	5
C. SIEPAC y MER: Infraestructura y Mercado Eléctrico Regional	9
1. Inicios del Proyecto SIEPAC	9
2. Marco legal e institucional del Proyecto SIEPAC y del MER	10
3. El MER y sus instituciones en operación	15
4. La Línea SIEPAC y la Red de Transmisión Regional (RTR)	19
D. Apoyo y liderazgo del BID a la integración eléctrica de la región	21
1. El BID y el apoyo al sector eléctrico en la región	21
2. Otros esfuerzos apoyados por el BID para la integración regional	24
II. EVOLUCIÓN Y PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO	27
A. Evolución del sector eléctrico de 1975 al 2015	28
1. Evolución del servicio eléctrico en la región	28
2. Evolución de los intercambios de electricidad en la región	30
3. Reformas institucionales y la estructura de la industria eléctrica	34
B. Prospectiva del sector eléctrico 2016-2025	36
1. Supuestos del Plan de Expansión Regional (EOR)	36
2. Plan de expansión de generación	39
III. BENEFICIOS DE LA INTEGRACIÓN	43
A. Evaluación de beneficios directos de la integración eléctrica	43
1. Evaluación ex-ante del Proyecto SIEPAC (1997)	43
2. Actualización evaluación de beneficios directos (2011)	45
3. Actualización evaluación de beneficios directos (2016)	48

B.	Evaluación impactos económicos indirectos	56
1.	Introducción y Metodología (Modelo Insumo-Producto)	56
2.	Resultados	58
C.	Evaluación beneficios económicos (junio 2013 a diciembre 2015)	63
1.	Características relevantes de los mercados eléctricos nacionales	63
2.	Cuantificación del beneficio económico neto	65
IV.	ECONOMÍA POLÍTICA DE LA INTEGRACIÓN: ¿PUEDE AVANZAR LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL EN AMÉRICA CENTRAL?	70
A.	Plan Estratégico Conjunto (CDMER, CRIE y EOR) del MER	71
B.	Principales barreras que impiden una mayor integración del MER	73
1.	Para fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico	73
2.	Para desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional	79
3.	Para impulsar la expansión de la Generación y Transmisión Regional	82
4.	Para promover el desarrollo de la armonización regulatoria	84
5.	Para crear mercados eléctricos extra-regionales y ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales	85
C.	Como avanzar en una mayor integración eléctrica regional	86
	BIBLIOGRAFÍA	91
	ANEXO I. Evolución del sector eléctrico centroamericano 1975 a 2015	95
	ANEXO II. Prospectiva del sector eléctrico centroamericano 2016 al 2025	112
	ANEXO III. Metodología Análisis de los Beneficios Económicos Indirectos	126
	ANEXO IV. Marco Teórico - Determinación del Beneficio Económico Neto	130

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa de la Región Centroamericana	1
Figura 2 - América Central - Datos socio-económicos básicos 2015	2
Figura 3 - Desarrollo de Grandes Proyectos Hidroeléctricos	5
Figura 4 - Interconexiones Eléctricas Binacionales	6
Figura 5 - Limitaciones Técnicas a la Operatividad de las Interconexiones Binacionales	7
Figura 6 - Organización del Mercado Eléctrico Regional	16
Figura 7 - Mapa del Proyecto SIEPAC	20
Figura 8 - Capacidad Instalada (MW)	28
Figura 9 - Generación de Energía (GWh)	28
Figura 10 - Cobertura Eletricidad (%)	29
Figura 11 - Consumo (KWh / Habitante)	29
Figura 12 - Ventas y Pérdidas (GWh)	30
Figura 13 - Pérdidas / Energía Disponible (%)	30
Figura 14 - Balance de Energía (GWh)	31
Figura 15 - Intercambios / Energía Disponible (%)	31
Figura 16 - Volumen Interanual de Transacciones (GWh)	31
Figura 17 - Intercambios de Energía en el MER (junio 2013 - diciembre 2015)	32
Figura 18 - Intercambios de Energía por País (junio 2013 - diciembre 2015)	32
Figura 19 - Evolución de las Exportaciones en el MER por Mercado (junio 2013 - diciembre 2015)	33
Figura 20 - Evolución de las Importaciones en el MER por Mercado (junio 2013 - diciembre 2015)	33
Figura 21 - Evolución Intercambios Netos por Mercado (junio 2013 - diciembre 2015)	34
Figura 22 - Estructura Empresas de la Región	36
Figura 23 - Empresas por País	36
Figura 24 - Demanda por Sistemas, 2017 y 2025	37
Figura 25 - Proyección Precios de Combustibles	38
Figura 26 - Proyectos Candidatos para la Expansión	38
Figura 27 - Capacidad de Generación a Instalar 2016-2025 (MW)	40
Figura 28 - Costo Marginal del MER 2016-2025 (US\$ / MWh)	41
Figura 29 - Generación Proyectada 2016-2025 (GWh)	41
Figura 30 - Intercambios Proyectados 2016-2025 / Energía Disponible (%)	42
Figura 31 - Proyecto SIEPAC Análisis Ex-ante (1997)	44
Figura 32 - Proyecto SIEPAC Actualización Beneficio Neto sin Ampliaciones (2011)	46
Figura 33 - Proyecto SIEPAC Actualización Beneficio Neto con Ampliaciones (2011)	48

Figura 34 - Capacidad de Generación a Instalar, 2017-2025 (MW)	49
Figura 35 - Costos Marginales de Generación por Escenario de Integración (US\$/MWh)	50
Figura 36 - Generación por Tecnología para Cada Escenario de Integración (GWh)	52
Figura 37 - Intercambios de Energía Eléctrica por Escenario de Integración (GWh)	53
Figura 38 - Intercambios Energía/Energía Disponible por Escenario de Integración (%)	53
Figura 39 - Costos de Inversión y Fijos de Operación (US\$ Millones)	54
Figura 40 - Inversión Adicional Segundo Circuito SIEPAC (US\$ miles)	54
Figura 41 - Ahorros en Costos de Operación (US\$ Millones)	54
Figura 42 - Resumen Beneficios Directos por Escenario de Integración (US\$ Millones)	55
Figura 43 - Costo Incremental de Largo Plazo por Escenario de Integración	55
Figura 44 - Emisiones Total para Cada Caso de Integración [Ton CO ₂]	56
Figura 45 - Flujo de Estimación de Impactos Indirectos	57
Figura 46 - Escenarios para la Medición del Impacto Indirecto	58
Figura 47 - Variación en los Precios Promedio por País y por Escenario	58
Figura 48 - Variación en los Precios Promedio por Sector y por Escenario	59
Figura 49 - Impacto de la Integración Eléctrica en el PIB - Escenario IM	60
Figura 50 - Impacto de la Integración Eléctrica en el PIB Sectorial - Escenario IM	60
Figura 51 - Efectos Económicos de la Integración Eléctrica por Escenarios	61
Figura 52 - Beneficios Derivados del Comercio Intrarregional Impactos en el PIB - Escenario IM	62
Figura 53 - Características de los Mercados Eléctricos que Participan en el MER	64
Figura 54 - Cuantificación del Beneficio Derivado de las Importaciones de Energía del MER	67
Figura 55 - Cuantificación del Beneficio Derivado de las Exportaciones de Energía al MER	68
Figura 56 - Cuantificación Beneficios Económicos de los Intercambios de Energía en el MER	68
Figura 57 - Beneficios Netos Derivados de las Transacciones del MER (junio 2013-diciembre 2015)	69
Figura 58 - Plan Estratégico Conjunto CDMER-CRIE-EOR del MER	72
Figura 59 - Barreras a la Integración en el MER	87

ABREVIATURAS

BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CDMER	Consejo Director del MER
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
CEPAL	Comisión Económica para América Latina
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz de Costa Rica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica de Nicaragua
ENDESA	Empresa Nacional de Electricidad de España
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras
ENALUF	Empresa Nacional de Luz y Fuerza de Nicaragua
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ERICA	Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica de Panamá
GRIE	Grupo Regional de Interconexión Eléctrica
GTI	Grupo Técnico Interinstitucional del PPP [Plan Puebla Panamá]
GTPIR	Grupo de Trabajo de Planeación Indicativa Regional
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
MER	Mercado Eléctrico Regional
PARSEICA	Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano
OS/OMs	Operadores del Sistema / Operadores del Mercado
PIB	Producto Interno Bruto
PPP	Plan Puebla Panamá (en la actualidad Proyecto Mesoamérica)
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
RTMER	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional
RTR	Red de Transmisión Regional
SCERH	Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos
SER	Sistema Eléctrico Regional
SICA	Sistema de Integración Centroamericana
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIMECR	Sistema de Medición Comercial Regional
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional

INTRODUCCIÓN

En 2016 se cumplieron veinte años de la firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en diciembre de 1996 por los Presidentes de las seis naciones que conforman el Istmo Centroamericano¹, así como cuarenta años desde la construcción de la primera interconexión eléctrica entre dos países del istmo - Honduras y Nicaragua -, la cual comenzó a operar en 1976. Por este motivo el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) entrega esta publicación, cuyo objetivo es presentar en forma integrada y coherente el proceso de integración eléctrica centroamericana desde sus inicios, analizando sus logros y beneficios hasta la fecha y contemplando las perspectivas de desarrollo futuro hacia mayores niveles de integración. La publicación provee evidencia de la conveniencia económica de la integración eléctrica regional, y de la equidad y simetría del proceso con respecto a los países participantes y a sus agentes, tanto públicos como privados. Se examina la evaluación económica de diferentes niveles de integración eléctrica en América Central, complementado con el análisis de la viabilidad institucional y política de implementar dichos niveles de integración, estudiando los beneficios y costos y las barreras de diferente tipo que pueden dificultar la progresión y consolidación de dicho proceso.

Esta monografía ha sido posible gracias al entusiasmo e interés de una serie de personas, quienes compartieron sus puntos de vista y motivaron la producción de un trabajo que documentara la historia y experiencia del SIEPAC, con un enfoque autocrítico y analítico que permitiera identificar lecciones y recomendaciones para seguir adelante en los esfuerzos de la integración eléctrica centroamericana. Incluimos en nuestro agradecimiento a todos los compañeros del BID y a otros profesionales que han contribuido a alcanzar los resultados del trabajo.

Queremos hacer mención especial a las organizaciones regionales -- CDMER, EOR, CRIE y EPR -- por su valiosa contribución al trabajo. En particular, nuestro agradecimiento a Edgardo Alfredo Calderón y Teófilo de la Torre de la Secretaría Ejecutiva del CDMER, quienes con su singular conocimiento del SIEPAC, estimularon incontables discusiones sobre numerosos aspectos abordados en el trabajo y brindaron apreciados aportes.

Agradecemos las contribuciones técnicas que han servido de base analítica para el desarrollo de diversas secciones de la presente monografía, realizadas por los expertos Geoffrey Cannock, Mauricio Castro, Pablo Corredor, Fernando Lecaros, José Fernando Prada, Carlos Adrián Romero y particularmente, por Manuel Dussan, a quien extrañamos y honramos póstumamente.

Un reconocimiento especial a todos aquellos funcionarios de los países centroamericanos y del BID que acompañaron, con su esfuerzo abnegado, excelencia técnica y flexibilidad a la hora de abordar las dificultades, el proceso de construcción de la integración eléctrica centroamericana, permitiendo que a fecha de hoy, la región disponga de un Mercado Eléctrico Regional implementado y plenamente operativo, sobre la base de la primera infraestructura de transmisión eléctrica de naturaleza regional en América Latina.

Este trabajo se enmarca dentro de los esfuerzos que viene realizando la Gerencia de Infraestructura y Energía del BID a través de su División de Energía, para el intercambio y divulgación de experiencias de integración regional que pueden aportar enseñanzas a los países de América Latina y el Caribe y promover el diálogo y discusión sobre aspectos relevantes referidos a los procesos de integración energética.

1 Geográficamente el Istmo Centroamericano está conformado por siete países: Belice, Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Sin embargo, al referirnos en esta publicación a la región centroamericana, no se incluye Belice por no ser parte, hasta la fecha, del proceso de integración eléctrica de los países de América Central.

RESUMEN EJECUTIVO

La interconexión eléctrica de los países de América Central ha sido promovida por varias décadas como un instrumento fundamental para el desarrollo económico y la integración regional. A través de ella se busca el aprovechamiento óptimo, racional y eficiente de los recursos energéticos del Istmo Centroamericano, y los beneficios que se derivan del desarrollo y operación coordinada de un sistema eléctrico interconectado. Hasta hoy, los esfuerzos por avanzar en la integración eléctrica regional se han materializado en el diseño y ejecución del proyecto “Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central” (SIEPAC), la construcción del primer sistema de transmisión regional y la puesta en marcha de un mercado eléctrico competitivo con participación de todos los países centroamericanos.

El proceso de integración y el liderazgo del BID

En este gran esfuerzo, el BID ha ejercido un rol de coordinación de iniciativas regionales, idealmente apropiado para proveer el soporte financiero y el liderazgo intelectual necesario para apoyar a los países en el diseño e implementación del MER y su evolución progresiva hacia estados más competitivos. La participación del BID en las etapas iniciales del Proyecto SIEPAC fue instrumental para hacer viable esta iniciativa. Desde tiempo atrás el Banco ha sido un importante aliado del sector eléctrico en los países de América Central, tanto en programas de reforma, como de inversión en infraestructura, siendo la región una de las zonas con más cartera de proyectos en el sector energía en el BID. Desde su fundación, el Banco ha apoyado la ampliación e interconexión de los sistemas eléctricos nacionales y fue el principal promotor de los proyectos de interconexión eléctrica binacionales.

La primera etapa en el desarrollo de la integración eléctrica regional consistió en la construcción de interconexiones binacionales, posibilitando las primeras transferencias internacionales de energía entre los países del istmo. Hacia 1987, con el apoyo de España, se concretó la idea de construir una línea de transmisión eléctrica en Centroamérica, dando nacimiento formal al proyecto y se comisionaron estudios para adelantar la iniciativa. En 1992 se sometió el proyecto a la comunidad internacional para su conocimiento y apoyo. El BID brindó apoyo técnico y financiero al desarrollo de varios estudios de factibilidad y como resultado, se interesó en participar en el Proyecto. Sugirió impulsar el concepto de un mercado eléctrico regional (MER) en forma paralela y coordinada a los mercados eléctricos nacionales, aprovechando que en varios países se estaban implantando mercados eléctricos mayoristas a nivel nacional; y complementar las redes de transmisión e interconexiones existentes con una línea troncal de transmisión longitudinal a los seis países de la región, junto con el refuerzo de algunas redes nacionales.

El Proyecto SIEPAC reunió ambos componentes: la creación y puesta en marcha del MER, y el desarrollo y construcción del primer sistema de transmisión regional. El impulso político al proceso de integración eléctrica y al Proyecto SIEPAC cristalizó en 1996 con la suscripción, por los seis países centroamericanos, del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. El Tratado estableció el marco jurídico regional necesario para la creación del MER y de los organismos regionales que dan apoyo al mismo. El BID brindó un fuerte impulso al Proyecto. Desde finales de la década de los 1990 y hasta el 2000, con cooperación técnica y acompañamiento del BID se trabajó en el diseño conceptual y estructural del MER. En mayo de 2000 se aprobó el Diseño General del MER, estableciendo el mercado regional como un séptimo mercado superpuesto a los seis mercados o sistemas nacionales existentes en la

región. La estructura institucional definida para dar cobertura al funcionamiento del MER comprende la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el Ente Operador Regional (EOR), y el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER). En la actualidad, estos entes regionales se encuentren plenamente operativos.

En 1997, los países de la región, el BID y el Gobierno de España, decidieron aprobar el financiamiento, tanto de la línea de transmisión del SIEPAC como de la constitución del MER. La ejecución de las obras de la línea SIEPAC y refuerzos asociados fue responsabilidad de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), creada por las empresas de transmisión de la región y que actualmente cuenta con tres socios extra-regionales (CFE, ENEL e ISA). Los contratos para la construcción de la línea de transmisión SIEPAC fueron suscritos en 2006, contemplando una capacidad de transmisión de 300 MW en 230 kV y un recorrido de 1.800 km desde Guatemala hasta Panamá, pasando por todos los países de la región. En 2010 se energizó el primer tramo de la línea y el último tramo en 2014. En 2002 la CRIE aprobó el Reglamento Transitorio del MER (RTMER) y su implementación se produjo de forma gradual, entrando en plena vigencia en 2013, junto con la puesta en operación de la línea SIEPAC, apreciándose a partir de ese momento un crecimiento acelerado de los intercambios de electricidad entre los países. El BID sostuvo su fuerte apoyo técnico y financiero al Proyecto durante estos años. El MER funciona como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, pactadas libremente entre los agentes calificados, independientemente de su ubicación geográfica.

Evolución del servicio eléctrico en la región

En el período 1975-2015, el servicio eléctrico en los países centroamericanos ha mostrado avances sustanciales, que no solo reflejan el avance socioeconómico de la región, sino el esfuerzo de los gobiernos por mejorar el servicio. Durante estas cuatro décadas, la capacidad instalada de generación en la región aumentó nueve veces, pasando de 1.664 MW a 15.046 MW, mientras que la generación de energía aumentó 7,5 veces al pasar de 6.491 GWh a 48.717 GWh. En comparación, durante este período, la población creció 2,6 veces pasando de 18,5 millones a 47,6 millones de habitantes y el PIB creció 3,6 veces en US\$ constantes de 2010. Además, la matriz energética del istmo se fundamenta en fuentes renovables de energía, convencionales y no convencionales, habiendo estas pasado del 41,7% de la capacidad instalada en 1975 al 62,8% en 2015.

Aunque las características del servicio eléctrico en la región varían por país de acuerdo con el desarrollo socioeconómico individual y la estructuración funcional de sus mercados eléctricos, a nivel individual todos los países han logrado avances significativos. Así, la cobertura del servicio eléctrico aumentó en la región de 40% de la población en 1975 a 92% en 2015, y el consumo de electricidad por habitante creció de 352 kWh a 1.030 kWh en el mismo período, con Costa Rica cercano a la meta de acceso universal.

El nivel de los intercambios de energía realizados entre los países de la región ha experimentado tres etapas importantes: En primer lugar, desde los primeros intercambios bilaterales en 1976 hasta comienzos de los años 90s, se observa un incremento sostenido, alcanzando en 1990 los 410 GWh (3% de la energía disponible de la región). En segundo lugar, luego de varios años de bajos intercambios, a comienzos del presente siglo se produce un segundo período de incremento de los intercambios de energía eléctrica, los cuales alcanzan en el 2000 los 1.473 GWh (5,5% de la energía disponible), por el funcionamiento de los mercados mayoristas

de cada uno de los países y por efectos estacionales. Finalmente, en tercer lugar, luego de algunos años de bajos intercambios, se produce otro gran surgimiento que culmina en 2015, cuando los intercambios son de 1.757 GWh (3,6% de la energía disponible), como respuesta a la puesta en marcha del RMER en junio de 2013.

Durante el período 1975-2015, vale destacar las reformas institucionales y de estructura del sector eléctrico que efectuaron los países de la región, con diferentes grados de profundidad, principalmente en la década de los 90s, como respuesta a la situación crítica enfrentada al final de los años 80s. Como resultado, en varios países se redefinió el funcionamiento de los mercados eléctricos bajo reglas de competencia, se separaron y privatizaron empresas estatales, y se orientó la función pública hacia la definición de la política sectorial y de la regulación del sector, mediante la creación de los entes respectivos. La implementación de estas reformas permitió un importante incremento de la participación privada en la generación eléctrica.

Beneficios económicos de la integración

Los ejercicios de evaluación económica del SIEPAC realizados hasta la fecha, concluyen que los beneficios derivados únicamente de una operación coordinada entre los países, con bajo crecimiento de la demanda, y sin una coordinación de la planificación de la expansión de la generación regional del Sistema, no compensan el costo de la inversión en el proyecto. Consecuentemente, los resultados del análisis muestran que el beneficio neto del proyecto aumenta a medida que aumenta el grado de integración, determinado por el nivel de coordinación de la planificación de la expansión de la generación y de la operación regional, arrojando los mayores beneficios, en el caso de alto crecimiento de la demanda. El análisis con las consideraciones anteriores proyectó un costo incremental promedio a largo plazo (CIPLP) de generación para la región de 63,3 US\$/MWh, con baja demanda, y de 55,7 US\$/MWh con alta demanda, confirmando los beneficios de coordinar, plena o parcialmente, la operación por medio del despacho económico, así como de planificar y desarrollar la expansión de la generación a nivel regional, considerando la existencia de capacidad de transmisión regional confiable y permanente, contratos firmes de largo plazo e instrumentos para el manejo de los riesgos asociados a dichos contratos.

Las revisiones posteriores del ejercicio de evaluación de beneficios económicos de la integración eléctrica han servido para confirmar los resultados del análisis inicial. En 2011, con base en el Plan Indicativo de Expansión de Generación Regional 2011-2025 y los costos actualizados de inversión del Proyecto SIEPAC, se encontró que si a la operación regional coordinada se le sumaba una planificación de la expansión de la generación integrada, en el escenario de alta integración el beneficio neto era de aproximadamente US\$ 950 millones, de los cuales 80% provenía de menores costos de inversión (el CIPLP se reducía a 88,3 US\$/MWh en el caso de mayor integración), y los intercambios regionales alcanzaban el 13% de la energía disponible.

En 2016, el análisis de los beneficios económicos directos esperados del Proyecto SIEPAC, con diferentes niveles de integración y teniendo en cuenta los escenarios de planificación 2015-2024 del Ente Operador Regional (EOR), estimó que en el escenario de mayor integración y capacidad de transmisión regional, los ahorros en inversión serían del orden de US\$1.400 millones. También se encontró que la sola operación regional coordinada, sin expansión de la generación integrada a nivel regional, no justificaría la inversión en un segundo circuito

de la línea SIEPAC. En el caso de mayor integración, los intercambios regionales de energía alcanzarían 11.700 GWh en 2025, aproximadamente 15% de la energía anual en la región.

Como complemento de la evaluación de beneficios directos del Proyecto SIEPAC, se realizó una evaluación de los beneficios indirectos de la integración regional. Se identificaron dos tipos de efectos indirectos como resultado de la integración eléctrica: el primero, dado por la reducción de precios de los sectores productivos; y el segundo por una mayor inversión en proyectos productivos. Los resultados de las simulaciones indicaron que el SIEPAC tendría un efecto positivo sobre el PIB regional de alrededor del 0,3% respecto a un escenario sin integración. La mayor parte de estos beneficios vienen dados por el canal de inversiones que representa el 70% de los efectos positivos del Proyecto SIEPAC. Los efectos positivos aumentan conforme el nivel de integración se incrementa y si se consideran los efectos del comercio intrarregional.

Finalmente, se evaluaron los beneficios económicos directos obtenidos a partir de la operación plena del MER, para lo cual se seleccionó el período de análisis de junio 2013 a diciembre 2015. Para esta evaluación, se consideraron las características relevantes de los mercados eléctricos en cuanto a diseño del mercado, formación de precios y tratamiento de exportaciones e importaciones. El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá tienen mercados mayoristas competitivos y formación de precios con costos marginales de producción. Costa Rica y Honduras tienen modelos de agente comprador único, con precios iguales a los costos medios de producción.

La metodología utilizada para evaluar los beneficios directos por participar en el MER se basó en la medición de las variaciones en el bienestar social de cada país (suma de los excedentes de consumidores y productores), derivadas de sus importaciones y exportaciones regionales de energía, las cuales se analizaron por separado. Se cuantificaron los beneficios incrementales netos originados por el comercio internacional de energía, posibilitado por el Proyecto SIEPAC, versus aquellos que se hubieran obtenido en una situación de puro auto-abastecimiento o autarquía. Para cada mercado se consideraron curvas de oferta construidas a partir de costos variables de producción para cada una de las centrales de generación, asumiéndose además una demanda perfectamente inelástica. La metodología para la cuantificación de los beneficios difiere para cada uno de los tipos de mercados descritos anteriormente, y de acuerdo con la relación entre los precios de los intercambios internacionales (importaciones y exportaciones) y los precios nacionales de compra y venta de energía mayorista.

Los beneficios económicos obtenidos por los países de la región entre junio 2013 y diciembre 2015, como consecuencia de las transacciones (importaciones y exportaciones) realizadas en el MER, ascendieron a US\$305 millones, distribuidos así: Guatemala US\$109,5 millones; El Salvador US\$33,3 millones; Honduras US\$68,1 millones; Nicaragua US\$6,7 millones; Costa Rica US\$65,4 millones; y Panamá US\$22,0 millones. El beneficio neto económico total fue de US\$132 millones si se descuenta el monto de los cargos y abonos asociados a los flujos de energía transferidos para sufragar y/o remunerar el servicio de transmisión de los intercambios regionales, así como los cargos para afrontar los costos de inversión, mantenimiento y operación de la infraestructura, incluyendo el Ingreso Autorizado Regional (Cargo SIEPAC), y el presupuesto de funcionamiento del propio MER. En este sentido, los beneficios económicos netos alcanzados por los diversos mercados eléctricos de los países que participan del MER ha sido desigual, existiendo algunos que han obtenido beneficios netos relevantes en el período de análisis, caso de Guatemala, frente a otros con beneficios netos negativos (pérdidas), como El Salvador o Panamá.

Economía Política de la Integración

A partir del 2013, con la puesta en operación del RMER, el CDMER centró sus esfuerzos en analizar los temas que introducían barreras al desarrollo del MER. Como consecuencia, en 2014 la reunión conjunta de las Juntas Directivas de CDMER-CRIE-EOR aprobó la elaboración de un primer plan estratégico conjunto y el establecimiento de una Hoja de Ruta del MER. En la presente publicación se analizan las posibilidades y acciones para lograr una mayor integración eléctrica en la región que permitan obtener todos los beneficios esperados, con base en los objetivos estratégicos allí establecidos: (i) fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico regional; (ii) desarrollar e implementar plenamente la regulación regional; (iii) impulsar la expansión de la generación y transmisión regional; (iv) promover el desarrollo de la armonización regulatoria; y (v) ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales. Se están implementando 15 Iniciativas integradas para atender estos objetivos. Una de ellas, considerada clave para el avance efectivo de la integración, es el desarrollo de un Tercer Protocolo al Tratado Marco del MER, el cual deberá incluir, entre otras acciones: el tratamiento de aranceles a las transacciones del MER y el servicio de transmisión regional; mejoras al régimen de sanciones; institucionalidad, coordinación y toma de decisiones del sistema de planificación regional; desarrollo de mecanismos que permitan la ejecución adecuada y oportuna de los refuerzos de la transmisión en cada país que se requieran para recuperar la capacidad de transmisión del sistema de transmisión regional; desarrollo y coordinación de licitaciones de compra de energía para generación regional; instancia de apelación a las decisiones de la CRIE; y términos para interconexión del MER con sistemas extra-regionales.

Respecto al primer objetivo estratégico regional de fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico regional, se han identificado dificultades relacionadas con la voluntad política de los países para profundizar la integración lograda a partir de la construcción de la línea SIEPAC y la entrada en operación del MER, la aversión al riesgo de racionamiento, el paradigma de la autonomía energética, los sesgos percibidos contra la exportación de recursos naturales, y la incipiente coordinación interinstitucional. Uno de los mayores retos identificados es la necesidad de que los países impulsen decididamente acuerdos normativos y/o regulatorios que coadyuven a que la planificación y ejecución de las redes de transmisión nacionales garanticen de manera adecuada y oportuna el mantenimiento, en el largo plazo, de la disponibilidad de la capacidad de transporte regional. También es necesario contar con márgenes de reserva de generación adecuados, tanto a nivel regional, como por país, para minimizar los riesgos de racionamiento, en casos de atrasos de proyectos, fallas de los equipos de generación y eventos de sequía extrema. En lo que se refiere a los subsidios nacionales a la generación con energías renovables, debe propenderse por eliminarlos o armonizarlos para evitar distorsiones y sub-optimización de recursos. En general el compromiso de los gobiernos con el MER se debe materializar en el establecimiento de políticas energéticas a nivel nacional que promuevan una política energética de integración regional sostenible, con criterios de reciprocidad entre países. De igual manera, sería importante contar con un marco jurídico regional que promueva el intercambio de energía a largo plazo en el MER. Este marco jurídico promovería el desarrollo de la generación regional por medio de los contratos de compra y venta de energía firme a nivel regional, acompañados de instrumentos de garantía de cumplimiento; la implementación de mecanismos que garanticen el mantenimiento de la capacidad de transmisión regional; e instrumentos de cobertura de largo plazo para manejar el riesgo asociado al precio de los servicios de transmisión regional.

El segundo objetivo estratégico de desarrollar e implementar plenamente, la regulación regional, enfrenta barreras respecto al entendimiento y divulgación de la regulación regional, falta de indicadores y monitoreo para su seguimiento, mejoramiento del régimen de sanciones e implementación de derechos de transmisión de largo plazo, y la implementación completa del sistema de medición comercial regional. Un reto para las tres instituciones del MER es armonizar y simplificar, en lo posible, el conjunto de normas a nivel regional que han sido aprobadas y las que están en proceso de análisis y discusión. Aquí se recomienda ampliar la cantidad y frecuencia de los espacios de capacitación, divulgación y aclaración del estado actual y de las propuestas normativas, así como de los objetivos que se han logrado y los que están pendientes en el MER. De otro lado se requiere el mejoramiento del monitoreo del mercado, incluyendo la puesta en funcionamiento del Grupo de Vigilancia del Mercado definido en el RMER y del sistema de información para el monitoreo del mercado asociado. Igualmente, se recomienda la definición de indicadores de seguimiento a la regulación, con el ánimo de tener un conjunto de reglas unificado, consolidado, entendible, previsible y que se pueda implementar de acuerdo con hojas de ruta establecidas. Se considera necesario realizar ajustes al régimen de sanciones del MER, definido en el Segundo Protocolo al Tratado Marco, para fortalecerlo, darle claridad e incentivar el cumplimiento de las normas.

Las iniciativas relacionadas con el tercer objetivo estratégico de impulsar la expansión de la generación y transmisión regional, tienen que ver con la coordinación de la planificación regional y del desarrollo de las redes de transmisión regional. Para lograr un mayor avance en el proceso de planificación regional, clave para optimizar los recursos regionales, es necesario consolidar la coordinación del EOR con el CDMER, por medio del seguimiento de los lineamientos de política de integración eléctrica regional, y con las entidades de planeación de los países, con el fin de definir e implementar una política de abastecimiento en la región integral que involucre las fuentes para la producción de energía en una matriz de oferta eficiente, confiable, y competitiva. En el caso de la transmisión, deben establecerse mecanismos regulatorios para garantizar la consideración en la planificación nacional y la posterior ejecución de los refuerzos nacionales que se requieran para mantener y ampliar la capacidad de transmisión regional (de manera que la capacidad de transmisión regional no se vea mermada por atrasos en la planificación y ejecución de expansiones de los sistemas eléctricos nacionales), y continuar con el plan de ampliaciones de la transmisión regional identificadas en el corto plazo, implementando mecanismos para su ejecución oportuna.

Los objetivos estratégicos cuatro y cinco: promover el desarrollo de la armonización regulatoria; y ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales, enfrentan conflictos con las reglas nacionales, rezagos y oportunidades de mejora en la armonización regulatoria con los países, y la carencia de acuerdos marco y regulaciones de los enlaces extra-regionales. Para evitar discrepancias entre las reglas nacionales y las regionales, es necesario revisar las interfaces regulatorias para subsanar áreas de conflicto, en lo posible haciendo explícita la supremacía de las reglas regionales sobre las nacionales en el Tercer Protocolo. Coherente con lo anterior, se debe avanzar en la armonización regulatoria a nivel de cada país y la regional del MER, superando las dificultades que se han identificado en aspectos como la regulación de la transmisión, y las posibilidades de contratación de largo plazo de las distribuidoras de un país con compras a agentes ubicados en otro país, y mayor homologación de los criterios para la operación coordinada. Respecto a la creación de mercados eléctricos extra-regionales y al desarrollo y fortalecimiento de los enlaces extra-regionales con México y Colombia, la realidad indica que no ha existido suficiente voluntad política para avanzar en dicha dirección,

requiriéndose de un acuerdo marco político, legal y regulatorio entre América Central y esos dos países que permita determinar la infraestructura necesaria y las condiciones en que deben realizarse las transacciones del MER con los sistemas limítrofes.

El MER cuenta con las bases jurídicas, regulatorias e institucionales para avanzar y seguir consolidándose, aunque todavía tiene retos importantes y barreras que superar, para aumentar las transacciones regionales, y obtener mayores beneficios para sus participantes. En este sentido, difícilmente los beneficios derivados del MER van a llegar a todos los habitantes de los países de la región, como se contempla en el Tratado Marco, si no se logran las condiciones necesarias y el entorno que permita implementar, de manera efectiva, la contratación de energía eléctrica de largo plazo en el contexto del MER (los beneficios económicos resultantes de los intercambios de electricidad que se producen en la actualidad en el MER, al ser intercambios de corto plazo o de oportunidad, se distribuyen, en los mercados de tipo marginalista, fundamentalmente entre agentes generadores y comercializadores). La voluntad política para la implementación del Plan Estratégico Conjunto del MER y las iniciativas de la Agenda Estratégica Regional, con el fin de lograr los objetivos planteados, es de vital importancia para incrementar la velocidad y eficacia en la integración regional para el bienestar de los habitantes de la región, contribuyendo a una mejor calidad de vida y a incrementar la productividad y así garantizar la sostenibilidad energética de la región en el largo plazo.

I. DESARROLLO DEL SIEPAC, EL MER Y LIDERAZGO DEL BID

El proceso de integración eléctrica en América Central ha sido un esfuerzo mancomunado de los países de la región a través de varias décadas. Este primer capítulo hace un recuento de la integración desde su génesis a mediados del siglo pasado y de las decisiones que se adoptaron, iniciando con el desarrollo de las interconexiones binacionales hasta culminar en el proyecto SIEPAC y la creación del MER. También se describe la estructura institucional, regulatoria y física actual del SIEPAC, y se resaltan las acciones y el liderazgo del BID, con el aporte de otras instituciones regionales, para apoyar a los países en este proceso, no solo con financiamiento sino encontrando soluciones a los diferentes escollos que se han presentado en el camino hacia la integración.

A. Contexto socioeconómico y geográfico de los países de la región

La región conocida como América Central o Istmo Centroamericano comprende el territorio localizado entre Guatemala y Panamá (Figura 1). Aunque geográficamente el istmo lo comparten siete países -- Belice, Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá -- al referirnos a la región centroamericana en esta publicación, se incluyen estos países, con excepción de Belice, por no ser parte hasta la fecha, del proceso de integración regional.²



Fuente: www.freeworldmaps.net

Figura 1 - Mapa de la Región Centroamericana

La **Región Centroamericana** cuenta con un área de 522.760 km² y obtuvo un Producto Interno Bruto (PIB) agregado de US\$189,7 millardos en 2015 (en dólares constantes de 2010). Su población habría alcanzado en 2015 los 47,6 millones de habitantes, con un PIB per cápita de US\$4.713. Individualmente, sin embargo, los países presentan una gran diversidad en estos parámetros, como se muestra a continuación y en la Figura 2:

² Belice considera la posibilidad de integrarse al MER y al SIEPAC, y se adelantan estudios de factibilidad al respecto.

- **Costa Rica** es una de las principales economías del istmo centroamericano y su PIB per cápita es uno de los más elevados de la región. La población que habita en zonas rurales es la más baja de Centroamérica, cuenta con la mayor cobertura de electricidad de la región y el menor porcentaje de la población que vive debajo de la línea de pobreza.
- **El Salvador** es el país con la menor extensión geográfica del istmo. A pesar de eso, ocupa la tercera posición (después de Guatemala y Honduras) en cuanto al número de habitantes. Su producto per cápita es cercano al promedio de América Central.
- **Guatemala** se posiciona como la economía de mayor tamaño y con mayor población del istmo. Sin embargo, su PIB per cápita es menor que el promedio del istmo y casi la mitad de la población se encuentra bajo la línea de pobreza. Es el país con mayor proporción de población rural.
- **Honduras** se sitúa como una de las economías de menor tamaño, pero con el segundo lugar en número de habitantes de la región centroamericana, con el segundo ingreso per cápita más bajo del istmo y el mayor índice de pobreza.
- **Nicaragua** es el país con mayor extensión geográfica del istmo. Su PIB per cápita es el más bajo de la región. Tiene el más bajo nivel de cobertura del servicio de electricidad a nivel nacional.
- **Panamá** se posiciona como la tercera economía de mayor tamaño del istmo centroamericano. Su población es la más baja de toda la región y su posición en el IDH es la más alta del istmo.

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Área (km ²)	51.000	21.041	108.890	112.492	130.000	74.300
PIB (millardos)	51,1	25,9	63,8	20,2	12,7	52,1
Población (millones)	4,8	6,2	16,3	8,1	6,1	3,0
PIB/Cápita (US\$)	10.647	4.219	3.903	2.496	2.087	13.268
Población rural (%)	23	33	48	45	41	33
Población pobre (%)	21,7 (2013)	33 (2013)	48 (2013)	65 (2013)	43 (2014)	25,8 (2014)
Cobertura eléctrica (%)	99,5	95	90,5	92	81	93
IDH ³ (2014)	69/188	116/188	128/188	131/188	125/188	60/188

Fuente: World Data Bank del Banco Mundial e Informe de Desarrollo Humano del PNUD. (2015, a menos que se especifique otro año en paréntesis)

Figura 2 - América Central - Datos socio-económicos básicos 2015

B. Esfuerzos iniciales para la integración de los sistemas eléctricos

1. Primer grupo regional y estudios de interconexión eléctrica

Desde mediados del siglo pasado, en los países del Istmo Centroamericano se iniciaron esfuerzos para interconectar los sistemas eléctricos nacionales. En 1958 el Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano, creado bajo el auspicio de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), estableció el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (SCERH), con el fin de fomentar y coordinar acciones

³ Índice de Desarrollo Humano del PNUD. Indica la posición entre los 188 países participantes en la medición en 2014. PNUD (2014).

entre las empresas eléctricas del área y de impulsar estudios para el desarrollo integrado del subsector eléctrico en la región. Este SCERH creó el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE), conformado por los gerentes de planificación y operación de las empresas eléctricas del istmo - en aquel momento todas ellas de propiedad estatal - y cuyo propósito específico fue promover la integración eléctrica en Centroamérica. Estos dos entes se convirtieron en espacios de diálogo e intercambio entre las autoridades sectoriales de cada país centroamericano dirigidos a fomentar la integración eléctrica regional. La primera reunión del GRIE se celebró en mayo de 1968 donde se establecieron las bases para estudiar la posible interconexión regional.⁴

a. Papel de la CEPAL

La CEPAL actuó como Secretaría, tanto del SCERH, como del GRIE, durante los años 1960 y 1970, promoviendo la mejora de los sistemas y organismos del sector eléctrico de la región, incluyendo las interconexiones internacionales. La CEPAL impulsó la creación de comités gerenciales y técnicos entre los representantes de los países de América Central, los cuales pudieron coordinar diferentes aspectos del servicio, incluyendo la normalización, acciones comunes para el desarrollo de generación, preparación de estadísticas vitales, y las interconexiones entre países. Por su parte el GRIE elaboró estudios preliminares sobre las posibilidades de interconectar los sistemas eléctricos de pares de países adyacentes, y sobre los aspectos legales relacionados con la compra y venta de energía eléctrica entre países. Estos estudios mostraron la bondad de interconectar los sistemas eléctricos de países vecinos, sembraron las semillas para el desarrollo de enlaces binacionales, motivaron la celebración de reuniones bilaterales y condujeron a la construcción de la línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, la cual comenzó a operar en 1976.

La CEPAL también promovió la realización de reuniones anuales de los presidentes de las empresas eléctricas estatales, las cuales servían para catalizar los esfuerzos logrados en los comités técnicos. Estas reuniones se institucionalizaron posteriormente, con la constitución de un ente de derecho público internacional denominado el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), creado en 1979.

Como se mencionó anteriormente, bajo el amparo y liderazgo de la CEPAL se llevaron a cabo diferentes estudios que demostraron la bondad de interconectar los sistemas eléctricos de países vecinos, sembrando la semilla para el desarrollo de los enlaces binacionales que se realizaron años más tarde. Ya en la década de los 70, al enfrentar la crisis energética, resultante del alza en los precios de hidrocarburos y de la sequía en esos años que perjudicó la generación hidroeléctrica, los países centroamericanos con el respaldo de CEPAL y el apoyo del Banco Mundial y del BID, se plantearon considerar una nueva estrategia de desarrollo eléctrico, con visión regional. Por consiguiente, los países decidieron llevar a cabo un nuevo estudio sobre la interconexión regional con el fin de mejorar el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos y geotérmicos disponibles en la región, el cual se denominó Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA).⁵

4 CEPAL. Repositorio Digital Informes de las reuniones del GRIE 1968-1993.

5 CEPAL (1980).

b. *Estudio Regional de Interconexión Eléctrica (ERICA)*

ERICA fue el primer intento de analizar en detalle los beneficios potenciales de una interconexión a lo largo de toda la región, incorporando los seis países del istmo: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. Este estudio se inició en octubre de 1975, realizado en varias etapas que concluyeron en 1980, con un costo total aproximado de US\$1,4 millones, el cual fue financiado por el BID, CEPAL, Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), y PNUD.

Los objetivos de *largo plazo* del ERICA fueron los siguientes:

- Reducir las repercusiones negativas de las cada vez más costosas importaciones petroleras sobre las economías y el desarrollo social de los países de la región.
- Desarrollar en la forma más amplia y eficiente los recursos energéticos de que dispone la región: hidroenergía y geotermia.
- Integrar los sistemas eléctricos de la región dentro de una red única que permitiera concretar los objetivos previamente anotados.

En *el plazo inmediato*, el estudio pretendía alcanzar los siguientes objetivos:

- Determinar los esquemas y programas alternos de desarrollo eléctrico integrado.
- Estimar los beneficios económicos que podrían obtener los países al interconectar sus sistemas eléctricos.
- Identificar las acciones bilaterales o regionales por realizar en el futuro para llegar eventualmente a la integración eléctrica total.

Entre las principales conclusiones y recomendaciones del estudio se determinó que la planificación y operación integrada de los sistemas de los seis países, como un solo sistema, eran técnicamente y económicamente viables y un medio eficaz para atenuar los efectos de alzas en los precios del petróleo. La interconexión facilitaría el desarrollo oportuno y la utilización más eficiente del potencial hidroeléctrico disponible, y se podría fomentar la utilización de la energía geotérmica, desarrollándola en cantidades superiores a las demandas individuales de los países que disponen de este recurso. El estudio recomendó el desarrollo del sistema eléctrico de cada país aisladamente y la interconexión por medio de un sistema de transmisión regional (esta propuesta fue la finalmente adoptada para el proyecto SIEPAC); la adopción de una metodología común de planificación del desarrollo de los sistemas, incluyendo la ampliación del catálogo de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos para facilitar la interconexión total del subsector eléctrico; acelerar las gestiones para la puesta en marcha de las interconexiones binacionales entre países adyacentes; la adopción de políticas y la institucionalización permanente para integrar regionalmente los sistemas eléctricos, incluyendo la creación del Centro Regional de Operación, que estaría en coordinación directa con los centros de despacho de cada país.

2. Consejo de Electrificación de América Central (CEAC)

La creación del CEAC en 1979 y su instauración formal en 1985, fue producto de las iniciativas de las máximas autoridades de las empresas eléctricas de los seis países, en busca de un cauce legal para formalizar las aspiraciones de integración eléctrica. El CEAC es una entidad de Derecho Internacional, con personería jurídica y patrimonio propios y con plena capacidad para ejercer derechos y contraer obligaciones, del cual hacen parte los Estados del Istmo

Centroamericano, representados por sus empresas eléctricas.⁶ El CEAC fue creado como un organismo regional de cooperación, coordinación e integración, con la finalidad principal de lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos en los procesos de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de los países miembros y para fomentar la interconexión entre los países. El CEAC se convirtió en la institución formal y competente en la región para actuar en acuerdos de interconexiones; estudios, investigaciones, capacitación, distribución de información y asesorías; establecimiento de contactos con otras organizaciones; coordinación de las acciones frente a terceros; y para captar y recibir cooperación internacional mediante donaciones y préstamos, como mecanismo de unidad y colaboración para el logro de la integración e interconexión eléctrica. Este ente ha facilitado la coordinación de los diferentes niveles del sector eléctrico y ha canalizado importantes apoyos de cooperación técnica internacional hacia los países de la región, teniendo una influencia significativa en el posterior desarrollo del SIEPAC.

3. Las interconexiones eléctricas binacionales

a. *Desarrollo de las interconexiones binacionales*

La noción de los beneficios potenciales de la interconexión eléctrica regional se fundamentaba en el aprovechamiento de los excedentes de generación producidos por un país para la cobertura de la demanda insatisfecha de otro, el relativo bajo monto de inversión requerido debido a la cercanía entre los sistemas específicos de cada país, e inicialmente el sentido de colaboración y apoyo solidario en casos de emergencia, más que en el desarrollo de un mercado de compra y venta de energía. Debido a que entre las décadas de los 70 y 80, con excepción de Nicaragua, todos los países centroamericanos, por medio de sus empresas estatales, desarrollaron sus más grandes proyectos hidroeléctricos (Figura 3), se quería maximizar el uso de las centrales hidroeléctricas, aprovechando diferencias en la ocurrencia de la hidrología de cada país y la energía más competitiva de las plantas térmicas.

El Salvador instaló en el Río Lempa cuatro plantas hidroeléctricas en cascada. Las dos de mayor generación son Cerrón Grande, inaugurada en 1976, con capacidad actual de 170 MW, y la 15 de septiembre, inaugurada en 1983, con capacidad de 156,3 MW.

En Honduras se construyó la central hidroeléctrica de El Cajón con 300 MW (1976).

En Panamá se construyó la Planta de Bayano entre 1972 y 1976, con capacidad actual de 260 MW.

En Costa Rica se instalaron las plantas en cascada Arenal, inaugurada en 1979, con capacidad de 157 MW, Miguel Dengo (Corobici), inaugurada en 1982 con capacidad de 174 MW y Sandilla, de 30 MW, en 1992.

En Guatemala se construyó la planta Chixoy, inaugurada en 1983 con capacidad de 300 MW, la de mayor capacidad instalada en Centroamérica.

Figura 3 - Desarrollo de Grandes Proyectos Hidroeléctricos

Con base en los considerables beneficios de la integración eléctrica entre países estimados en el ERICA, los países acordaron el Programa Regional de Interconexiones entre los países limítrofes del Istmo Centroamericano, con el objetivo de sentar las bases para llegar gradualmente a un sistema regional integrado de generación y distribución de energía

⁶ Actualmente INDE (Guatemala), CEL (El Salvador), ENEE (Honduras), ENATREL (Nicaragua), ICE (Costa Rica), y ETESA (Panamá).

eléctrica. Ya a partir de los años 1970 habían comenzado a cristalizar las interconexiones bilaterales, generalmente con el apoyo de las entidades financieras internacionales. El proceso de interconexión eléctrica se comenzó a desarrollar entonces mediante la instalación física de las líneas de transmisión que permitieran enlazar los sistemas eléctricos de países vecinos entre los puntos más cercanos a las respectivas fronteras. En esta forma se hacían posibles los intercambios de energía secundaria y de emergencia, de conformidad con las características y posibilidades de cada uno de ellos. Primero se realizó la interconexión entre Honduras y Nicaragua, en operación desde 1976, financiada conjuntamente por el Banco Mundial y el BCIE. Luego, en 1982, el BID aprobó un préstamo al BCIE (US\$32 millones) para financiar las interconexiones eléctricas de Guatemala - El Salvador y de Costa Rica - Nicaragua, como parte del Programa Regional de Interconexiones entre los países limítrofes del Istmo Centroamericano. A continuación, se desarrolló la interconexión entre Costa Rica - Panamá, logrando completarse en los años 1980. Finalmente quedó pendiente el último eslabón entre El Salvador y Honduras, el cual se terminó de construir hasta 2002, con financiamiento del BID. Las instituciones estatales que en ese momento brindaban los servicios eléctricos en los seis países de América Central: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras, la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá, sirvieron de base para poner en marcha el proyecto de interconexiones bilaterales y, posteriormente, el proyecto SIEPAC.

Honduras - Nicaragua (1976). Primera interconexión mediante una línea de transmisión de 230 KV, con una longitud de 130 km, entre las subestaciones de Pavana en Honduras y León en Nicaragua. El proyecto fue ejecutado entre 1974 y 1976, financiado conjuntamente por el Banco Mundial y el BCIE, y operado inicialmente a un voltaje de 138 KV. El análisis de este intercambio demuestra la importancia de la instalación en 1985 de la central hidroeléctrica El Cajón en Honduras (300 MW) como catalizador de las interconexiones eléctricas en la región y de la integración regional.

Costa Rica - Nicaragua (1982). Línea de transmisión de 230 KV, con 265 km de longitud (115 km en territorio costarricense y 150 km en territorio nicaragüense), en operación desde julio de 1982, permitiendo un intercambio de energía entre los sistemas eléctricos de Costa Rica, Nicaragua y Honduras. Fue financiada por el BCIE con recursos de un préstamo del BID.

Guatemala - El Salvador (1986). Línea de transmisión de 230 KV, de 110 km de longitud (94 km en Guatemala y 16 km en El Salvador), en operación desde 1986. Fue financiada por el BCIE con recursos de un préstamo del BID.

Costa Rica - Panamá (1986). Línea de transmisión de 242 km, circuito sencillo a 230 kV, entre la subestación Río Claro en Costa Rica y la subestación Progreso en Panamá. Entró en operación en 1986.

El Salvador - Honduras (2002). Esta línea completó la interconexión sencilla, a 230 kV, de los seis países del Istmo Centroamericano. Fue financiada por el BID.

Figura 4 - Interconexiones Eléctricas Binacionales

Apesar de los logros en la interconexión bilateral entre países, el proceso para concretar las iniciativas comunes enfrentó dificultades derivadas principalmente de las crisis de carácter sociopolítico que reinaban en la región en esos años. Esto afectó los procesos generales

de integración y colaboración; aspectos financieros para realizar las inversiones requeridas; barreras a la coordinación efectiva de la operación de los sistemas, derivadas de la falta de autonomía y manejo comercial de las empresas, así como restricciones presupuestales; y aspectos técnicos por las deficiencias en los sistemas eléctricos de los países, lo cual se traducían en limitaciones serias a la operatividad de las transacciones bilaterales entre países. No obstante, aunque las interconexiones son de capacidad limitada y de baja confiabilidad, éstas han posibilitado transferencias de energía no despreciables que han bajado los costos del servicio eléctrico en los países de la región desde 1982. La principal energía transferida ha sido la excedente de las plantas hidroeléctricas y energía competitiva de plantas térmicas. El uso más importante de las interconexiones ocurrió cuando se registraron excedentes de energía hidroeléctrica; primero en Costa Rica, en el período 1982-1985 al entrar en operación el complejo Arenal – Corobici, y después en Honduras entre 1985-1990 a raíz de la puesta en servicio de la central El Cajón. En ambos casos se trataba de aprovechar los excedentes de oferta a mínimo costo, porque de otra forma habría que hacer vertimientos de agua. De hecho, en El Cajón se desperdiciaron cantidades importantes de energía porque la interconexión entre Honduras y Nicaragua no permitía intercambios mayores.

b. Análisis de las interconexiones bilaterales

El sistema interconectado que se desarrolló a partir del conjunto de enlaces binacionales distaba mucho de constituir una interconexión regional sólida, debido a la característica longitudinal de los sistemas eléctricos de los países. Como resultado de este diseño, se formaron sistemas eléctricos radiales y débiles, con un número reducido de líneas de transmisión largas, uniendo centros de generación distantes de los de consumo, manifestando graves problemas operativos típicos de este tipo de sistema (inestabilidad dinámica, pobre regulación de voltaje y colapsos del sistema). Las empresas del istmo no disponían de las herramientas de análisis ni del personal capacitado para hacer frente a estos problemas, que son más complejos que los enfrentados por países con sistemas eléctricos enmallados y robustos.

Las líneas de interconexión entre países centroamericanos fueron establecidas con un solo circuito a 230 kV, conductores ACSR con calibre de 795 MCM, y distancias típicas entre 130 y 230 km. Con estas características las transferencias realizadas por dichos interconectores (líneas de transmisión, subestaciones y sistemas de comunicación) se encuentran restringidas a 100 MW por límites de control de voltaje y estabilidad. En el caso de trasiego de energía a través del sistema de otro país, ese tipo de transferencia está limitado a 40 MW.

Por otro lado, la confiabilidad en líneas de un solo circuito y en zonas con alto nivel de cargas atmosféricas es pobre (60-80 interrupciones anuales). Con las interconexiones existentes no se pueden programar transferencias de energía garantizada, solo intercambios de energía secundaria y de emergencia.

Figura 5 - Limitaciones Técnicas a la Operatividad de las Interconexiones Binacionales

De todos modos, aunque las interconexiones binacionales, gestadas de manera bilateral sin haber considerado el sistema interconectado en su conjunto, presentaban una capacidad limitada (Figura 5), si ofrecieron importantes posibilidades de lograr ahorros mediante la coordinación de la operación de los sistemas eléctricos nacionales. A partir de los intercambios binacionales, el objetivo era alcanzar la integración completa de los sistemas eléctricos de la región, involucrando tanto el planeamiento como la ejecución de obras de generación y transmisión de energía en todos los países involucrados y la operación coordinada de los sistemas interconectados. Para esto se realizaron diversos estudios cuantificando los ahorros

económicos potenciales, los cuales invariablemente indicaron un potencial de ahorro de alrededor del 10% de los costos variables totales de la operación. Por ejemplo, en los estudios de factibilidad del SIEPAC se evaluaron los ahorros que podrían obtenerse en el período 1996-1999 si se coordinara plenamente la operación de los sistemas eléctricos interconectados, sin añadir ninguna línea nueva. Se obtuvo que los ahorros podrían ser de US\$110 millones, en el período con una adecuada coordinación entre los países.

Los intercambios de energía se realizaban en un comienzo por balance de energía, en forma de compensación en especie. Por ejemplo, el intercambio Honduras – Nicaragua se reguló por un Contrato de Interconexión entre ENEE y ENALUF, previendo suministros de emergencia y otros suministros programados, principalmente de energía secundaria. Para normar las transferencias entre países, se establecieron comités coordinadores de los centros de control de energía de las empresas estatales, los cuales contaban con reglamentaciones consensuadas, dentro del marco de contratos de tipo bilateral que fueron complementados con acuerdos multilaterales. Sin embargo, a medida que aumentó el número de países interconectados y entraron en operación nuevas centrales hidroeléctricas, el sistema se volvió más complejo y se hicieron evidentes las limitaciones en los acuerdos de intercambio, en los mecanismos de análisis y de operación integrada, y en las metodologías de planeamiento operativo existentes.

c. El bloque norte y el bloque sur

Considerando la energía como bien estratégico para ambos países, El Salvador y Guatemala (el “Bloque Norte”) desarrollaron un contrato bilateral para la gestión de su interconexión, el cual se soportó en un tratado bilateral, una comisión de interconexión y un reglamento interno para el intercambio de energía. Además, se elaboraron modelos matemáticos para el intercambio eficiente de energía, se diseñó la metodología para establecer las tarifas de energía, y los aspectos técnicos y comerciales de los intercambios. Por su parte Costa Rica, Honduras y Nicaragua (el “Bloque Sur”) conformaron el Comité Coordinador de la Interconexión Eléctrica para definir las reglas de juego en los intercambios entre los tres sistemas, al quedar unidos en julio de 1982. Al interconectarse Panamá con Costa Rica ese mismo año, el IHRE de Panamá se incorporó a este Comité Coordinador para normar la interconexión entre los cuatro países.

En 1987 los países miembros aprobaron un Reglamento Interno del Comité Coordinador de la Interconexión Eléctrica Regional ICE-INE-ENEE-IRHE⁷ actualizado, en donde se determina como función principal del Comité, coordinar la operación conjunta de los sistemas interconectados (Art 7.1) y promover oportunamente la interconexión eléctrica a nivel del Istmo Centroamericano y extra regional, recomendando a las empresas participantes tomar las medidas necesarias para ese fin (Art. 7.7). El Reglamento definió los términos de las transacciones de suministro eléctrico, tomando en cuenta aspectos conceptuales, de organización, reglas generales, instalaciones y mediciones, operación del sistema, procedimientos comerciales tales como facturación, registros e informes, estudios conjuntos y mantenimiento de las instalaciones. Mediante estos acuerdos se estableció que los intercambios de electricidad se remuneraban en dinero, a precios predefinidos, ya no en especie como se hizo en etapas previas. Este esquema aún contemplaba la utilización de interconexiones bilaterales entre las seis empresas estatales de los seis países, sin consideración del concepto de mercados de competencia.

⁷ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Dirección de Producción y Transporte de Energía. Contrato de Interconexión Regional ICE-INE-ENEE-IRHE, junio 1989.

Al aumentar el volumen de transacciones entre países y la complejidad del sistema de intercambio de energía, se puso en evidencia la necesidad de definir criterios y bases uniformes a nivel regional para el establecimiento de las tarifas de intercambio de energía y potencia entre dos o más países. Se requerían sistemas y procedimientos uniformes entre los países para el establecimiento de precios basados en costos de producción y transmisión (peajes), que facilitarían la concertación de transacciones de energía más competitiva. Se requerían esquemas fundamentados en contratos de compra y venta de energía, con cláusulas que definieran términos de negociación con base en reglas de juego claras, procurando programar de mejor manera el intercambio de energía en tiempo real, elaborar los procesos comerciales, enunciar las diligencias pertinentes para evitar mora y definir los aspectos técnicos, mediante acuerdos que los países debían cumplir.

C. SIEPAC y MER: Infraestructura y Mercado Eléctrico Regional

El Proyecto “Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central” (SIEPAC) comprende dos componentes: (i) la creación y puesta en marcha de un Mercado Eléctrico Regional (MER), mercado mayorista supranacional que sirva de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y (ii) el desarrollo y construcción del primer sistema de transmisión regional, cubriendo desde Panamá hasta Guatemala, para permitir el funcionamiento físico del MER. Con este mercado en funcionamiento se espera atraer la inversión privada requerida para la expansión de los parques de generación y las redes de distribución, estimular la actividad económica y el comercio intrarregional en América Central. De acuerdo con los fines recogidos en el Tratado Marco que le da origen, el MER persigue beneficiar a los habitantes de los países miembros, mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.

1. Inicios del Proyecto SIEPAC

Hacia 1987, en preparación de la celebración del V Centenario del Descubrimiento de América, el gobierno español buscó diferentes formas de apoyar esfuerzos de desarrollo en Hispanoamérica. En el caso de América Central, se interesó por impulsar un proyecto para interconectar las redes eléctricas de los seis países de la región. Con este fin, en octubre de 1987 se llevó a cabo en Madrid, España, la primera reunión formal con los responsables de las empresas eléctricas estatales del istmo, para lanzar y materializar la idea de construir una nueva línea de transmisión eléctrica a través de Centroamérica. Esta reunión constituyó un hito en el nacimiento formal del proyecto, en la cual se firmó el Primer Protocolo⁸ de acuerdo formal entre los responsables del sector eléctrico de los países involucrados, sobre la propuesta de construcción de una nueva interconexión eléctrica centroamericana, a muy alto voltaje. Como resultado se estableció una junta de coordinadores con representantes de cada uno de los seis países del istmo y de España, y un grupo de trabajo técnico-económico para preparar los estudios necesarios para continuar con la iniciativa; acordándose que los gastos de estos estudios los aportaría España, bajo el liderazgo de la entonces empresa estatal de España, la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA). Este trabajo concluyó en la propuesta, denominada inicialmente Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIPAC), que contemplaba la construcción de una línea de 500 kilovoltios que sería financiada por el Fondo Quinto Centenario de España, canalizado a través del BID.

⁸ Proyecto de Interconexión Eléctrica Troncal de América Central - I Reunión de Responsables del Sector Eléctrico de América Central. Protocolo de Acuerdo de Madrid, 19-23 de octubre de 1987.

En una segunda reunión de responsables del sector eléctrico de América Central y España en julio de 1988 en Madrid, se analizaron los estudios realizados y se determinó que el proyecto SIPAC ofrecía la necesaria factibilidad técnica, tanto en diseño, como en aspectos constructivos y operativos; y la factibilidad económica, basada en beneficios y rentabilidad para la región en general y para cada país en particular, siendo mayores los beneficios cuanto mayor fuera el grado de coordinación de sus sistemas eléctricos. Estos beneficios se derivarían de la disminución del costo de la energía, la seguridad del suministro, la calidad de la energía servida, y el aplazamiento o cancelación de inversiones en generación. Beneficios adicionales provendrían de la integración regional, propiciando la creación de un mercado eléctrico regional y una gran obra multinacional que podría convertirse en motor de desarrollo.⁹

En 1992 se hizo una actualización de los estudios anteriores, por parte de ENDESA de España y las empresas eléctricas centroamericanas, y se sometió a la comunidad internacional para su conocimiento y apoyo. El BID se interesó en participar en el proyecto y realizó sus propios estudios, los cuales sugirieron realizar una serie de ajustes al concepto del proyecto, siendo los principales utilizar un voltaje acorde a los de las redes nacionales e impulsar el concepto de un mercado eléctrico de carácter regional, aprovechando que en varios países se estaban implantando mercados eléctricos mayoristas a nivel nacional. La inclusión del BID en 1995 dinamizó notablemente el proyecto, y se estableció un equipo para revisar los estudios realizados hasta esa fecha, con miras a estructurar un proyecto integral: transmisión y mercado. Para ello se aprobó una Cooperación Técnica, con apoyo de España, los Estados Unidos, Dinamarca, Noruega y el BID, la cual permitió completar los estudios definitivos y los diseños preliminares del proyecto.

Estos estudios indicaron que se requería complementar las redes de transmisión e interconexiones existentes con una línea troncal de transmisión longitudinal a los seis países de la región, su interconexión con los sistemas nacionales en alrededor de 15 puntos, así como el refuerzo de algunas de las redes nacionales. Los estudios también aseguraron que era posible concebir un mercado eléctrico regional superpuesto a los seis mercados y sistemas eléctricos nacionales, pudiendo funcionar en forma paralela y coordinada siempre que se establecieran entes regionales con suficiente autoridad para manejar dicho mercado y sistema.

Con dichas conclusiones, tanto los países de la región, como el BID y el gobierno de España, decidieron aprobar el financiamiento, tanto de la línea SIEPAC, como de la constitución del MER, habiéndose aprobado los créditos correspondientes en marzo de 1997.

Los contratos para la construcción de la infraestructura de la línea de transmisión SIEPAC fueron finalmente suscritos en julio de 2006, para una longitud inicial de 1.800 km y una capacidad de transmisión de 300 MW en 230 kV. La línea recorre desde Guatemala hasta la subestación Veladero en el occidente de Panamá, pasando por todos los países de la región.

2. Marco legal e institucional del Proyecto SIEPAC y del MER

a. El Tratado Marco y sus Protocolos

La arquitectura normativa del MER se define en una serie de instrumentos jurídicos y administrativos que incluyen el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central,

⁹ II Reunión de Responsables del Sector Eléctrico de América Central. Protocolo de Acuerdo Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIPAC). Madrid, España 5-7 julio de 1988.

suscrito en diciembre de 1996; el Primer y Segundo Protocolos al Tratado Marco, oficializados en junio de 1997 y abril de 2007 respectivamente; el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y las Resoluciones Normativas de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). Estos instrumentos definen los principios, reglas, procedimientos y mecanismos para el funcionamiento del MER. Estos instrumentos establecen una estructura institucional que incluye: (i) a la CRIE como responsable, entre otras funciones, de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas (los agentes) que se conectan al sistema eléctrico regional, y de fijar los mecanismos de remuneración y de precios de intercambio y transporte de energía; (ii) al Ente Operador Regional (EOR) que se encarga de coordinar la operación técnica y comercial de los intercambios de energía entre los agentes de los países de América Central, en su calidad de operador y administrador del sistema eléctrico y el mercado regional; y (iii) el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), órgano político y la instancia responsable de impulsar el desarrollo del MER y facilitar el cumplimiento de los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y de coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales.

El Tratado Marco del MER. El impulso político al proceso de integración eléctrica de la región cristalizó en la suscripción por los presidentes de los seis países centroamericanos, el 30 de diciembre de 1996 en la ciudad de Guatemala, de un Tratado Internacional denominado Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (en adelante el “Tratado Marco” o “Tratado”), piedra angular del proyecto SIEPAC. El Tratado Marco está encaminado a la formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente. El Tratado establece el marco jurídico regional necesario para abrir los mercados nacionales al intercambio regional, tanto en el acceso a la transmisión eléctrica, como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países. El Tratado es el documento jurídico de mayor jerarquía que le da sustento a la creación del MER y a los organismos regionales que dan apoyo al mismo. Su contenido es de carácter general y de principios. Dado su carácter de Convenio Internacional, el Tratado se ubica jerárquicamente por encima de las leyes nacionales y en segundo plano respecto a la Constitución de los países, con lo que se facilita el proceso de transposición a las legislaciones nacionales de las normas recogidas en el mismo. El desarrollo del detalle de la base normativa del MER se hace a través de protocolos al Tratado a ser acordados entre los gobiernos y de regulaciones y procedimientos a ser emitidos por la CRIE en función de las necesidades y la evolución que pueda experimentar el mercado.

Primer Protocolo. Con la finalidad de facilitar la interpretación de algunos preceptos del Tratado Marco, se suscribió un Primer Protocolo formalizado por los Ministros de Relaciones Exteriores, el 11 de julio de 1997, en la ciudad de Panamá. El Primer Protocolo introdujo modificaciones de forma a algunos de los preceptos recogidos en el Tratado Marco, con objeto de armonizar los intereses de los países firmantes y evitar equívocos interpretativos en aspectos relacionados, fundamentalmente, a la operación del MER y a la estructura y funcionamiento de la Empresa Propietaria de la Red y del Ente Operador Regional. El Tratado Marco y el Primer Protocolo fueron aprobados y ratificados por los Congresos de los seis países centroamericanos entre 1997 y 1998.

Segundo Protocolo. A medida que el proyecto SIEPAC se fue desarrollando, se consideró conveniente introducir algunas modificaciones y ampliar aspectos relevantes que afectaban

al Tratado y Primer Protocolo, por lo que el 10 de abril de 2007 en la ciudad de Campeche (México), los Ministros de Relaciones Exteriores de los países de América Central suscribieron un Segundo Protocolo al Tratado Marco. El Segundo Protocolo refuerza la solidez jurídica del MER para su funcionamiento eficaz, y está dirigido principalmente a la definición de aspectos importantes del mercado y de la habilitación de agentes. Introduce aspectos relevantes tales como: un régimen de sanciones; el alcance y las vías de solución de controversias y mecanismos de disputas; una modalidad de pago de los servicios del MER; la obligación de los agentes nacionales de ser agentes regionales, la obligación de armonizar y actualizar los marcos regulatorios nacionales con la regulación regional; las actividades de las empresas de transmisión regional y su remuneración; las funciones de la CRIE; y la creación del CDMER.

b. Diseño y reglamentación del MER

Diseño conceptual y estructural del MER. Con base en la visión y principios básicos recogidos en el Tratado y sus protocolos, y en paralelo al proceso emprendido para el diseño y puesta en funcionamiento de la estructura institucional y organizativa del MER, desde finales de la década de los 1990 y hasta el 2000, se trabajó en el diseño conceptual y estructural del MER, con el acompañamiento del BID y la asistencia técnica de consultores especializados. En mayo de 2000 se aprobó el Diseño General del MER, estableciendo el mercado regional como un séptimo mercado superpuesto a los seis mercados o sistemas nacionales existentes en la región centroamericana. El MER es un mercado eléctrico mayorista con regulación regional, en el cual los agentes de los países de América Central realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana.

Reglamento del Mercado Regional. Con base en las pautas incorporadas en el Diseño General del MER y las experiencias y reglamentos vigentes para los intercambios bilaterales de energía existentes entre los países de la región, el 23 de agosto del 2002 la CRIE, a propuesta del EOR, aprobó el Reglamento Transitorio del MER (RTMER). Este reglamento tuvo la finalidad de establecer las reglas básicas para la coordinación técnica y comercial de las transacciones de electricidad haciendo uso de las redes de transmisión regional existentes, en tanto se desarrollaba el Reglamento definitivo y la línea troncal del SIEPAC.

Desde la aprobación del Diseño General del MER, representantes del EOR, la CRIE, la Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC, Operadores del Sistema y del Mercado y empresas transmisoras de los países miembros, con la asistencia técnica del BID y de consultores especializados, trabajaron en el desarrollo del Reglamento del MER (RMER). Como resultado de dicho esfuerzo, el 15 de diciembre de 2005, la CRIE, a propuesta del EOR, aprobó el RMER para regular el funcionamiento del MER, su operación técnica y comercial, el servicio de transmisión, la calidad del servicio, los organismos regionales, la participación de los agentes en el Mercado y su relación funcional con los organismos regionales. No obstante, la entrada en plena vigencia del MER quedó supeditada a la construcción de la línea SIEPAC y la configuración del primer Sistema de Transmisión Regional.

Como se ha señalado anteriormente, aunque ya antes de la aprobación del RTMER y el RMER existían intercambios de electricidad entre los países aprovechando las interconexiones bilaterales existentes y las reglas de operación técnica y comercial acordadas entre los mismos, los volúmenes de intercambios de electricidad eran reducidos, orientándose básicamente a enfrentar situaciones potenciales de déficit en la generación nacional en un país ante situaciones climáticas adversas, o para mantener la calidad y seguridad operativa

en condiciones de emergencia.

Como complemento a este proceso de desarrollo de la regulación regional, los técnicos y especialistas que apoyaban el desarrollo del Proyecto SIEPAC trabajaron intensamente en la armonización de la legislación y regulación de los diversos países con la regional, culminándose con éxito el diseño e implementación de las interfaces regulatorias requeridas para que el MER pudiese iniciar sus operaciones bajo el reglamento definitivo.

Pese a la aprobación del RMER en 2005, su implementación se produjo de forma gradual, entrando en plena operación el 1 de junio del 2013. Entre 2002-2013 se mantuvo vigente el RTMER. Coincidente con la entrada en operación plena del RMER a partir de junio de 2013, y la implementación de las interfaces regulatorias entre las regulaciones nacionales y la regional, se aprecia un crecimiento acelerado de los intercambios interanuales de electricidad entre los países, pasando de alrededor de 325 GWh en junio del 2013 a 1.947 GWh en diciembre del 2016.

c. Objetivos y funcionamiento del MER

El MER se crea para que funcione como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, pactadas libremente entre los agentes calificados, independientemente de su ubicación geográfica. Un conjunto de dichas transacciones provendría del predespacho económico efectuado a nivel regional por el EOR (transacciones programadas), y otro grupo se originaría producto de las desviaciones de la operación en tiempo real.

Para poder lograr su propósito, el MER persigue los objetivos siguientes:

- a) Optimizar los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad;
- b) Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional;
- c) Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional;
- d) Aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad;
- e) Homogeneizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño; y
- f) Promover la participación competitiva del sector privado.

La regulación regional ha configurado el MER como un mercado mayorista de electricidad a nivel regional, con una organización y funcionamiento basado en las premisas siguientes:

- a) En el Mercado se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto del despacho económico regional y mediante contratos entre los agentes del mercado.
- b) Los agentes del Mercado, a excepción de los transmisores, pueden comprar y vender energía eléctrica libremente, sin discriminación de ninguna índole, garantizándose el libre tránsito de energía eléctrica por las redes en los países miembros del MER.
- c) Los agentes del Mercado pueden instalar sus plantas de generación en cualquiera de los países miembros del MER para la comercialización a nivel regional de la energía producida.
- d) Los agentes del Mercado tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional, definiéndose la transmisión regional como el transporte de energía a través de las redes de alta

tensión que conforman la Red de Transmisión Regional (RTR).

- e) El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la RTR que incluye las redes nacionales.

Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado:

- a) Mercado de Contratos Regional: conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, instrumentados entre agentes. Los contratos pueden ser, en función de su prioridad de suministro, Contratos Firmes o Contratos No Firmes. Este mercado brinda a los agentes instrumentos que les permitan gestionar los riesgos de suministro y precio de la energía en el MER y posibilitar las inversiones de largo plazo en la infraestructura regional. Los agentes tienen libertad para establecer los precios y demás condiciones contractuales.
- b) Mercado de Oportunidad Regional: mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía eléctrica para cada periodo de Mercado (el periodo de Mercado es de una hora), en los nodos habilitados comercialmente de la RTR descrita en el numeral 4 de este capítulo. Comprende las transacciones de oportunidad programadas con un día de antelación a la operación, y las que se producen derivadas de las desviaciones en tiempo real de las inyecciones y retiros programados para cada periodo horario.

En lo que respecta a la operación del MER, la programación de las transacciones de energía eléctrica se efectúa de acuerdo a la secuencia siguiente:

- a) El día anterior a la operación, para cada periodo horario, los Operadores del Sistema/ Operadores del Mercado (OS/OMs) de los países miembros del MER realizan un predespacho nacional de acuerdo con las reglas de cada país, sin considerar importaciones o exportaciones del MER. Tras efectuar el predespacho nacional, los OS/OMs informan al EOR del predespacho realizado, las ofertas de oportunidad de inyección (exportación) o retiro (importación) de energía con destino al MER, los contratos regionales validados, las ofertas de flexibilidad y/u ofertas de pago máximo de transmisión asociadas a los contratos, y los requerimientos de servicios auxiliares regionales.
- b) Con base en la información recibida, la configuración de la RTR, los criterios de calidad, seguridad, y desempeño establecidos para la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER), y las limitaciones informadas por los OS/OMs, el EOR realiza el predespacho económico regional y comunica sus resultados a los OS/OMs.
- c) Durante la operación en tiempo real del mercado regional, el EOR, en coordinación con los OS/OMs, adopta las acciones que se requieran para garantizar el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico regional.

Los intercambios que se materializan en el MER permiten que los mercados de oportunidad nacionales se vean favorecidos por una disminución en los costos marginales horarios, como resultado de las importaciones (retiros) de electricidad en el MER a precios inferiores a los que se hubiese despachado la energía nacionalmente (generación evitada), y por la colocación en el MER de exportaciones (inyecciones) de energía eléctrica que no hubiese

sido despachada a nivel nacional (generación excedente). Las transacciones en el MER han resultado fundamentales para evitar total o parcialmente racionamientos (demanda no servida) derivada de condiciones de déficit de generación como consecuencia de situaciones climáticas extremas y/o fallas, respaldando la operación de los sistemas nacionales y otorgándoles mayor confiabilidad y seguridad. A este respecto conviene, por ejemplo, destacar la sequía sufrida por los países del istmo centroamericano durante 2014 y 2015 por efecto del fenómeno de El Niño (En Panamá, por ejemplo, en 2015 se declaró Estado de Emergencia Nacional por efecto de la sequía). En este periodo, las importaciones del MER permitieron compensar la falta de disponibilidad de recursos hídricos para generación de electricidad en los países centroamericanos, lo que permitió mitigar los impactos derivados del racionamiento del suministro eléctrico.

Desde junio 2013 cuando entró en plena vigencia, el RMER se ha producido un rápido aumento en el número de agentes habilitados para operar en el MER, encontrándose en la actualidad registrados con el EOR, entre Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores, 226 agentes autorizados para realizar transacciones en el MER.

3. El MER y sus instituciones en operación

Tras la suscripción del Tratado Marco y el Primer Protocolo, con el apoyo y acompañamiento técnico del BID y de consultorías especializadas, se procedió a la conceptualización y creación de la arquitectura institucional contemplada en la normativa regional, responsable del funcionamiento y operación del sistema eléctrico regional y del MER. En este proceso se llevó a cabo la definición detallada de la estructura institucional y organizacional, la conformación de los órganos de decisión y gobernanza de la CRIE, EOR y la Empresa Propietaria de la Red (EPR) -descrita en la próxima sección-, la determinación precisa de las funciones y competencias de cada una de las entidades anteriores, sus fuentes de financiamiento, la selección de los países sede de los diversos entes regionales, la adecuación de su infraestructura física y tecnológica para el cumplimiento de los objetivos y el ejercicio de las funciones que a cada uno de los entes regionales les compete (remodelación de instalaciones, adquisición del equipamiento físico y de los sistemas y modelos informáticos necesarios), así como la selección de profesionales y el fortalecimiento de las capacidades técnicas de los especialistas integrados en las instituciones regionales.

Mediante un proceso concursal, incluyendo aportes significativos de los países interesados, el 4 de octubre de 2002 se seleccionó a Guatemala para sede de la CRIE y a El Salvador para sede del EOR. En la actualidad, los entes regionales se encuentren plenamente operativos y cuentan con la estructura organizativa, la infraestructura física y tecnológica y el personal necesario para poder abordar el cumplimiento de sus objetivos y funciones.



Figura 6 - Organización del Mercado Eléctrico Regional

La arquitectura institucional responsable del funcionamiento y operación del sistema eléctrico regional y el MER, está conformada por Figura 6:

- 1) La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) es el ente encargado de regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre los agentes del Mercado. La CRIE cuenta con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica. La CRIE es responsable de hacer cumplir el Tratado y sus Protocolos, los reglamentos y demás instrumentos complementarios; de procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento; y de promover la competencia entre los agentes del Mercado.

De acuerdo con la normativa regional, la CRIE ostenta las facultades siguientes:

- a) Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios;
- b) Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado;
- c) Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos;
- d) Aprobar la reglamentación del despacho físico y económico, a propuesta del EOR;
- e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales;
- f) Resolver sobre las autorizaciones que establezca el Tratado, de conformidad con sus reglamentos;
- g) Adoptar las medidas conducentes a evitar el abuso de posición dominante en el Mercado por parte de cualquier agente;
- h) Imponer las sanciones que establezcan los Protocolos en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos;

- i) Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente;
- j) Resolver los conflictos entre agentes del Mercado, organismos nacionales, Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OM), entes reguladores de las Partes, y el EOR, derivados de la aplicación del Tratado Marco, sus Protocolos, reglamentos y resoluciones de la CRIE;
- k) Aprobar los cargos por servicios de operación del sistema que presta el EOR según el reglamento correspondiente;
- l) Evaluar la evolución del Mercado periódicamente y proponer a las Partes las medidas que a su juicio se consideren convenientes a fin de avanzar en la consolidación del Mercado;
- m) Solicitar información contable auditada de las unidades de negocio que se establezcan de acuerdo con el **Artículo 5 del Tratado Marco**;
- n) Coordinar con los organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del Mercado;
- o) Conocer mediante recurso de Reposición, las impugnaciones a sus resoluciones.

La CRIE se crea con la suscripción y ratificación del Tratado Marco y se establece por medio del Convenio Sede suscrito con el Gobierno de Guatemala el 29 de septiembre de 2003. La CRIE está dirigida por una Junta de Comisionados, compuesta por un comisionado designado por cada uno de los Gobiernos por un plazo de cinco años prorrogables. La CRIE cuenta con una estructura técnica y administrativa encabezada por la Secretaría Ejecutiva, nombrada por la Junta de Comisionados; y las gerencias y jefaturas administrativas que decida estructurar la Junta de Comisionados para garantizar su adecuado funcionamiento.

Los recursos económicos para financiar el funcionamiento de la CRIE provienen principalmente del cargo por servicio de regulación del MER y otros cargos abonados por los agentes del Mercado, aunque también se cuenta con otras fuentes, tales como aportes de los gobiernos, sanciones económicas, e intereses de las gestiones comerciales. La CRIE cuenta con un Reglamento Interno en el que se sistematizan los aspectos organizativos, funcionales y regulatorios que afectan la operatividad de la Comisión. El presupuesto de ingresos de la CRIE correspondiente a 2016 totaliza aproximadamente US\$3,2 millones.

- 2) El Ente Operador Regional (EOR) es el ente que dirige y coordina la operación técnica del sistema eléctrico regional, y efectúa la gestión comercial del MER con criterio técnico y económico, de acuerdo con la regulación regional. El EOR cuenta con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica. El EOR tiene como objetivos estratégicos: fortalecer la vinculación con clientes y aliados estratégicos; mejorar la gestión del MER; impulsar la implementación de la regulación regional; implementar la planificación de la expansión regional; fortalecer sus recursos humanos, infraestructura y gobierno corporativo; y asegurar su suficiencia financiera. Entre las funciones que la normativa y regulación regional confieren al EOR, en

coordinación con los Operadores de Sistema y del Mercado de los países miembros del MER, cabe señalar:

- a) Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional;
- b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad;
- c) Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre los agentes del Mercado;
- d) Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del Mercado;
- e) Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional.

El EOR se crea con la suscripción y ratificación del Tratado Marco, pero se instaura a través del Acuerdo de Sede suscrito con el Gobierno de El Salvador el 6 de enero de 2005. El EOR está dirigido por una Junta Directiva compuesta por doce miembros, correspondientes a dos Directores designados por cada país firmante del Tratado Marco a propuesta de los agentes del Mercado de cada país, por un periodo de cinco años no prorrogables. El EOR cuenta con una estructura organizativa conformada por el Director Ejecutivo, nombrado por la Junta Directiva, y diversas gerencias y áreas técnicas y administrativas que dan soporte al ejercicio de las actividades que le competen.

Los recursos para el financiamiento del EOR provienen, fundamentalmente, de los cargos de servicio de operación del sistema y administración del Mercado aprobados por la CRIE y otros cargos pagados por los agentes del Mercado, si bien en la normativa y regulación regional se plantean otras fuentes, tales como sanciones económicas, intereses de las gestiones comerciales, donaciones, y otros. El presupuesto del EOR correspondiente al ejercicio 2016 es de aproximadamente US\$5,3 millones.

- 3) El Consejo Director del MER (CDMER), es el ente de representación de los Gobiernos en el MER, responsable de impulsar el desarrollo del MER y de adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del Tratado y sus Protocolos. Para esto el CDMER establece mecanismos de coordinación con la CRIE y el EOR en el ámbito de responsabilidad de cada uno.

Entre las responsabilidades que el Segundo Protocolo al Tratado Marco concede al CDMER se destacan:

- a) Realizar la evaluación de la evolución del MER en conjunto con la CRIE;
- b) Formular las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional;
- c) Procurar que se realicen gradualmente las modificaciones de las regulaciones nacionales, armonizándolas con la regulación regional para el adecuado funcionamiento del MER;
- d) Examinar las auditorías a que se someta la CRIE y de considerarlo necesario, encomendarle la realización de auditorías especiales de sus gastos como mecanismo de fiscalización;
- e) Facilitar el cumplimiento de las responsabilidades de los gobiernos, establecidas en el Tratado Marco y sus Protocolos.

El CDMER está conformado por un representante de cada uno de los países signatarios del Tratado, nombrados por el poder ejecutivo y quienes deben tener competencia con la formulación de la política de integración eléctrica de su país con relación al MER. Para el ejercicio de las funciones que le corresponden el CDMER cuenta con el apoyo de una Secretaría Ejecutiva. La sede de la Secretaría Ejecutiva del CDMER se encuentra situada en Costa Rica. Los costos de funcionamiento del CDMER deben ser absorbidos por los entes estatales de donde proceda cada representante. Asimismo, el CDMER se apoyará en la CRIE y el EOR para cumplir con las atribuciones que le competen. El presupuesto de ingresos de la Secretaría Ejecutiva del CDMER, correspondiente a 2016, es de US\$ 315.900.

4. La línea SIEPAC y la Red de Transmisión Regional (RTR)

Uno de los ejes fundamentales del Proyecto SIEPAC, junto a la creación y puesta en operación del MER y los organismos regionales, ha sido el diseño y construcción del primer sistema de transmisión regional conocido como línea SIEPAC, así como el reforzamiento y ampliación del conjunto de redes de transmisión que faciliten los intercambios de energía eléctrica en el MER. La línea SIEPAC y las instalaciones de transmisión nacionales, a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER prestando el servicio de transmisión regional, se conocen como la RTR.

a. La Empresa Propietaria de la Red

La Empresa Propietaria de la Red (EPR) es una empresa de derecho privado, propietaria de la línea SIEPAC, establecida como una sociedad anónima, en la que ninguno de sus socios puede superar el 15% del capital accionario. La EPR es responsable del desarrollo, diseño, financiamiento, construcción y mantenimiento de la línea SIEPAC mediante la cual se interconectan los sistemas eléctricos de los seis países que integran la región centroamericana. Se constituyó el 25 de enero de 1999, en Panamá. El Tratado autorizó a las empresas de transmisión estatales de la región a participar accionariamente en la EPR. Actualmente los accionistas de la empresa son 11 empresas de nueve países. Cada país centroamericano está representado por una empresa, salvo El Salvador y Costa Rica, que se encuentran representados por dos empresas cada uno. Las empresas de Centroamérica que conforman la EPR son: INDE (Guatemala), CEL y ETESAL (El Salvador), ENEE (Honduras), ENATREL (Nicaragua), ICE y CNFL (Costa Rica), y ETESA (Panamá). Además, participan del capital de la EPR tres empresas extra-regionales: ENEL de Italia, que se incorporó inicialmente como accionista en diciembre 2001 bajo el nombre de Endesa Internacional (ENDESA) de España; Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA) de Colombia, socia desde febrero de 2005; y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, que participa en la EPR desde 19 de febrero de 2009. Cada uno de los nueve países participantes, a través de sus empresas eléctricas, posee el 11,11% del capital de la EPR.

La EPR ha sido responsable de ejecutar las obras de la línea de transmisión SIEPAC y de las subestaciones asociadas.

La participación de Colombia y México como accionistas de la EPR ha contribuido al avance de las interconexiones extra regionales de ambos países con América Central: Guatemala-México, financiada por el BID ya en funcionamiento, y Panamá-Colombia, cuyos estudios están siendo apoyados por Cooperaciones Técnicas del BID. Se espera que ambas interconexiones permitan intercambios de energía con la región de acuerdo con la respectiva Armonización Regulatoria.

La infraestructura del SIEPAC consiste en una línea eléctrica de 230 kV, con un circuito de capacidad de 300 MW y previsión para un segundo circuito de igual capacidad, y 1.800 km de longitud, además de sus bahías y subestaciones respectivas (Figura 7). La línea está finalizada y en plena operación comercial desde octubre del 2014.



Figura 7 - Mapa del Proyecto SIEPAC

El costo total de la infraestructura eléctrica fue de US\$494 millones, de los que el BID financió más de la mitad, US\$253,5 millones. Otros financiadores incluyeron al BCIE, BANCOMEXT y CAF. La línea es operada en cada país por el OS/OM y la EPR está a cargo de su mantenimiento preventivo y correctivo.

b. *Desarrollo de la línea SIEPAC*

Tras realizar y consensuar los estudios de factibilidad e impacto ambiental, y obtener el financiamiento requerido, con la finalidad de afrontar la ejecución de la línea SIEPAC, la EPR llevó a cabo una licitación pública internacional para la construcción de los dos segmentos en que se dividió el desarrollo de la infraestructura. El primer segmento comprendía las instalaciones de transmisión de la línea a desarrollar en Guatemala, Honduras y El Salvador, y el segundo a las que habían de ejecutarse en Nicaragua, Costa Rica y Panamá, resultando adjudicado cada segmento a consorcios de empresas diferentes.

En el marco de la XXVIII Cumbre Ordinaria del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), de Jefes de Estado de Centroamérica y la VIII Cumbre de Jefes de Estado y del Gobierno del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla, celebrada el 11 de julio de 2006 en la ciudad de Panamá, se llevó a cabo el acto formal de inicio del proceso de construcción de la línea SIEPAC.

El 25 de noviembre de 2010 se llevó a cabo la energización del primer tramo de la línea SIEPAC

interconectando los sistemas eléctricos de Panamá y Costa Rica entre las subestaciones de Río Claro y Veladero. A 31 de enero de 2013 habían entrado en operación todos los tramos de la línea SIEPAC excepto el último, entre las subestaciones de Parrita y Palmar Norte en Costa Rica, que finalmente entró en operación en octubre de 2014, con lo que quedó plenamente operativo el Primer Sistema de Transmisión Regional.

c. *La Red de Transmisión Regional (RTR)*

El EOR, en coordinación con los OS/OMs nacionales, es el responsable de identificar y actualizar anualmente, a través del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional¹⁰, la definición de las instalaciones que forman parte de la Red de Transmisión Regional (RTR) para un horizonte temporal de los cinco años siguientes.

La definición de la RTR se utiliza para:

- a) Especificar los nodos desde los cuales se pueden presentar ofertas para transacciones de oportunidad en el MER o entre los cuales se pueden declarar contratos regionales;
- b) Identificar los nodos entre los cuales se pueden asignar los derechos de transmisión y verificar la calidad de servicio;
- c) Definir el conjunto mínimo de instalaciones observables, sobre las cuales el EOR puede ejercer acciones de control por medio de los OS/OMs; y
- d) Establecer y calcular los cargos que deben pagar los agentes del MER, excepto los transmisores, por el uso de la RTR, conocidos como Cargos por Uso de la RTR (Cargo por Peaje y Cargo Complementario de Transmisión), y los Cargos Variables de Transmisión.¹¹

La operación de las instalaciones que afecten al desempeño de la RTR es responsabilidad de cada OS/OMs, cumpliendo con los criterios y parámetros de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación de cada país, y en concordancia con los definidos a nivel regional.

El EOR es responsable de coordinar la operación del sistema eléctrico regional cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño definidos a nivel regional en el RMER.

D. **Apoyo y liderazgo del BID a la integración eléctrica de la región**

1. **El BID y el apoyo al sector eléctrico en la región**

El BID ha ejercido un rol de coordinación de iniciativas regionales, idealmente apropiado para proveer el soporte financiero y el liderazgo intelectual necesario para apoyar a los países en el diseño e implementación de este nuevo mercado regional y su evolución progresiva hacia estados más competitivos. La participación del BID en las etapas iniciales del Proyecto SIEPAC fue instrumental para hacer viable una iniciativa de reforma que fue fundamental para crear un nuevo ambiente institucional, sentando las bases para el desarrollo del mercado

¹⁰ Conjunto de procedimientos definidos en el RMER que conducen a la identificación de la RTR y de las ampliaciones del sistema de transmisión que producen un beneficio social positivo en el ámbito regional.

¹¹ Se calculan como diferencia entre los pagos por energía retirada en cada nodo de la RTR, valorizada al respectivo precio nodal, menos los pagos por la energía inyectada en los nodos de la RTR valorizada al respectivo precio nodal.

eléctrico regional. El apoyo del BID trajo consigo el compromiso de todos los participantes del Proyecto: los gobiernos centroamericanos a su más alto nivel; los responsables de las empresas eléctricas estatales; y el gobierno de España. El SIEPAC representa el proyecto más ambicioso que el Banco ha venido apoyando en materia de integración eléctrica en Latinoamérica y el Caribe hasta el presente.

a. *Apoyo al subsector eléctrico del istmo*

El BID tiene una estrecha relación con el sector energético de América Central y en especial con el sector eléctrico. Ha sido un importante aliado tanto en programas de reforma, como de inversión en infraestructura, siendo la región una de las zonas con más cartera de proyectos en el sector energía para el BID. Por décadas el Banco ha apoyado la ampliación e interconexión de los sistemas eléctricos a nivel nacional y binacional en la región, otorgándole un íntimo conocimiento de la operación sectorial en cada país del istmo. Estos proyectos han permitido ampliar las capacidades individuales de los sistemas nacionales, y los estudios que acompañaron estas inversiones evidenciaron la necesidad de capacidades adicionales y el potencial beneficio de integrar mercados eléctricos entre países.

Desde su fundación, el BID ha otorgado más de 130 préstamos para financiar el sector energía de los países centroamericanos, por un monto superior a los US\$4.500 millones, incluyendo proyectos de energía hidroeléctrica, geotérmica, eólica, proyectos de transmisión y electrificación rural, distribución de energía y operaciones de ajuste sectorial. El BID ha apoyado las inversiones de los países a nivel nacional para reforzar y ampliar la capacidad de sus sistemas de transmisión, llevándolos a los estándares técnicos que cada país requiere para participar en el mercado regional de acuerdo con su reglamentación.

En el ámbito de la integración de los mercados de energía en la región, el BID fue el principal promotor de los primeros proyectos de integración eléctrica entre países como Honduras–Nicaragua, El Salvador–Guatemala y Honduras–El Salvador. Como parte de los esfuerzos del Banco para promover la integración de sistemas entre países, en 1982 el BID aprobó un préstamo al BCIE (US\$32 millones) para financiar las interconexiones eléctricas de Guatemala–El Salvador y de Costa Rica–Nicaragua, en el marco del Programa Regional de Interconexiones entre los países limítrofes del Istmo Centroamericano. En 1994, el Banco aprobó proyectos de energía para El Salvador y Honduras, ambos con componentes dirigidos a completar la interconexión de 230 kV en la región, la cual entró en operación en 2002.

En 1988 el BID financió la Cooperación Técnica para el Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA) por US\$2,25 millones, solicitada por CEPAL a nombre de las empresas eléctricas de los seis países y orientada a financiar actividades regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano. Su objetivo principal fue impulsar la operación coordinada de los seis sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano mediante: (i) mejora en la capacidad de las empresas eléctricas del istmo para operar de una manera segura y coordinada los sistemas eléctricos interconectados de la región, a través del adiestramiento de su personal, del desarrollo de programas y metodologías para el planeamiento de la operación del sistema y para el análisis de la seguridad operativa, la transferencia a los países del área de esos modelos y programas y la dotación de equipos de cómputo adecuados; y (ii) promover la operación integrada de los sistemas eléctricos interconectados de la región, por medio de la ejecución de estudios regionales sobre acuerdos, normas, reglamentos y mecanismos de coordinación y supervisión

de la operación del sistema interconectado; del desarrollo de programas y bases de datos comunes, y de la evaluación de los beneficios de una operación coordinada.

b. *Apoyo al Proyecto SIEPAC*

El BID ha impulsado fuerte y sostenidamente al SIEPAC, desde los estudios para su concepción técnica, hasta la aprobación en 2001 de 12 préstamos, así como tres Cooperaciones Técnicas (CT) para la ejecución del Proyecto, incluyendo financiamiento para la inversión en la línea de transmisión y la constitución de las instituciones regionales del mercado y su reglamentación asociada:

- **Préstamos para el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC):** Entre 1997 y 2001, el BID aprobó un financiamiento a los seis países de la región en 12 préstamos por US\$ 170 millones de recursos FOE y CO del BID, y un financiamiento por US\$ 70,0 millones con cargo a los recursos del Fondo Español del Quinto Centenario (SQ).¹² Los objetivos de este proyecto fueron: (i) la formación y consolidación de un mercado regional de electricidad que redujera el costo del servicio eléctrico, como producto de la coordinación de la operación de los sistemas nacionales y de su expansión en un ambiente cada vez más abierto y competitivo; y (ii) promover la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, conexión a subestaciones y un centro regional de coordinación y de transacciones) que facilitara los intercambios de energía eléctrica entre los participantes. Los recursos se destinaron a financiar la construcción de la línea de transmisión y las acciones necesarias para establecer el mercado eléctrico mayorista. Los préstamos se otorgaron a las seis empresas eléctricas de los países contratantes, teniendo a las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá como garantes. A su vez las empresas eléctricas transfirieron los recursos para la construcción de la línea directamente a la Empresa Propietaria de la Red (EPR). La EPR asumió la totalidad del costo del servicio de las deudas incurridas por las empresas eléctricas con el Banco a su nombre.
- **Aumento de financiamiento por sobrecostos:** En febrero del 2009 se determinó que los costos del Proyecto SIEPAC se habían incrementado en un total de US\$89 millones para llegar a un costo total de US\$494 millones, por la incorporación de torres con previsión para instalar un Segundo Circuito, el incremento en los costos de ingeniería, supervisión, administración y en los costos financieros del Proyecto SIEPAC. En 2010 el BID aprobó el financiamiento complementario mediante re-direccionamiento de recursos de otros proyectos y financiamiento adicional suficiente para cubrir los sobrecostos del proyecto.
- **Cooperación técnica:** Como parte integral de la operación SIEPAC descrita, el BID aprobó una Cooperación Técnica No Reembolsable para el CEAC, por US\$15,6 millones con recursos de asistencia técnica proveniente de seis préstamos y tres CT no reembolsables. Los préstamos teniendo a las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá como garantes. Estas cooperaciones

¹² El proyecto y su financiamiento fueron aprobados originalmente por el Directorio Ejecutivo del BID el 10 de marzo de 1997. El 28 de noviembre de 2001 se aprobó la reformulación con un nuevo esquema de financiamiento, tanto para la construcción de la línea de transmisión SIEPAC, que incluía 12 préstamos nacionales de inversión (cuatro de Capital Ordinario, seis del fondo Quinto Centenario y dos del Fondo de Operaciones Especiales).

técnicas permitieron el arranque de las actividades para el MER a partir de 1998 y hacer avances importantes para resolver limitaciones técnicas y hacer viable el desarrollo del proyecto. Los recursos permitieron elaborar el diseño preliminar de la línea SIEPAC utilizado para definir con mayor precisión sus características técnicas y de costos; para financiar los estudios eléctricos avanzados de mediano plazo para simular el comportamiento eléctrico del MER; y para apoyar la creación de los organismos regionales y el diseño y aprobación de los Protocolos y reglamentos más importantes para el inicio de operación plena del MER.

- **Apoyo al PPP y Proyecto Mesoamérica:** En el marco del Proyecto Mesoamérica (antes “Plan Puebla-Panamá”), el BID ha impulsado la integración eléctrica de los países centroamericanos a través de diferentes iniciativas, en especial el Proyecto SIEPAC, el cual incluye la creación del MER y la construcción de la línea de interconexión eléctrica para el intercambio regional de electricidad.
- **Consolidación del MER:** El BID ha apoyado el proceso de consolidación del MER a través de tres Cooperaciones Técnicas (CT) no reembolsables:
 1. Consolidación del MER (ATN/SF-11103-RG) por US\$1,5M, para apoyar a las instituciones del MER en la transición y consolidación del MER hacia el fortalecimiento institucional, regulatorio y comercial de mercado de energía, como base fundamental para el desarrollo de las inversiones en generación que incrementen el comercio regional de electricidad y consoliden el desarrollo eficiente y la competitividad del MER en el largo plazo;
 2. Segunda Etapa Consolidación del MER (ATN/OC-12388-RG), con un importe de US\$1,5M, para completar el apoyo a las instituciones del MER en la etapa final de consolidación y perfeccionamiento del MER, con el objetivo de lograr el ordenamiento eficiente de las operaciones del mercado como la base fundamental para el impulso del comercio regional de electricidad. Este proyecto sienta las bases para el impulso a las grandes inversiones privadas en la región; y
 3. Impulso al Desarrollo y Perfeccionamiento del MER de América Central (ATN-1541-RG y ATN-15594-RG), aprobada en 2016 por US\$1,525 millones, de los cuales US\$825.000 fueron donados por el gobierno de España. Esta CT tiene por objeto contribuir al cumplimiento de los compromisos y acciones acordadas en la Declaración Ministerial para el Impulso a la Integración Energética Mesoamericana de diciembre 2014, y respaldar la implementación del Plan Estratégico del MER y su Hoja de Ruta, por medio de la provisión de apoyo y asesoramiento técnico.

2. Otros esfuerzos apoyados por el BID para la integración regional

En forma paralela a su apoyo a la integración eléctrica centroamericana, el BID ha apoyado y participado de otros esfuerzos regionales de integración, incluyendo el Sistema de Integración Centroamericana (SICA), el Plan Puebla-Panamá, hoy conocido como Proyecto Mesoamérica, y el Grupo de Acción de los Estados Unidos y del Caribe y América Central sobre la Seguridad Energética los cuales han tenido un impacto importante en el avance de la integración centroamericana.

El Sistema de Integración Centroamericana (SICA): El SICA fue constituido en diciembre 1991 mediante la suscripción del Protocolo a la Carta de la Organización de Estados

Centroamericanos (ODECA) o Protocolo de Tegucigalpa. SICA es el marco institucional de la Integración Regional Centroamericana, creado por los estados de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, y Panamá, como un nuevo marco jurídico-político para todos los niveles y ámbitos de la Integración Centroamericana, tales como los aspectos económicos, sociales, culturales, políticos y ecológicos que permitieran visualizar un desarrollo integral para la región. Posteriormente se adhirieron como miembros plenos Belice en 2000 y la República Dominicana a partir de 2013. El Sistema cuenta con un grupo de países Observadores Regionales y Extra Regionales. Los Observadores Regionales son: México, Chile, Brasil, Argentina, Perú, Estados Unidos de América, Ecuador, Uruguay y Colombia. Los Observadores Extra Regionales son China (Taiwán), España, Alemania, Italia, Japón, Australia, Corea del Sur, Francia, la Santa Sede, Reino Unido, Unión Europea, Nueva Zelandia, Marruecos, Qatar y Turquía.

Como parte de sus labores de abrir espacios de análisis, diálogo y concreción de proyectos de interés regional, SICA promovió la suscripción de acuerdos como el Protocolo al Tratado General de Integración Económica Centroamericana (Protocolo de Guatemala) en 1993, la Alianza para el desarrollo Sostenible de Centroamérica (ALIDES) en 1994, el Tratado de la Integración Social Centroamericana (Tratado de San Salvador) en 1995, y el Tratado Marco de Seguridad Democrática en Centroamérica, en 1995.

Plan Puebla Panamá (PPP) y Proyecto Mesoamérica (PM): El nuevo ambiente sociopolítico en el istmo posterior a los conflictos internos en algunos países, permitió un clima más favorable para la cooperación e integración regional. En enero 2001 se creó el Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla y el proyecto Plan Puebla Panamá (PPP), con la prioridad de contribuir a elevar el nivel de vida de los habitantes de la región, con carácter de promoción y gestor de inversión generadora de empleo, además de la modernización de la infraestructura, para facilitar los procesos de integración por medio de ocho iniciativas mesoamericanas, siendo una de ellas la Iniciativa Mesoamericana de la Interconexión Eléctrica.

En 2008 se amplía el PPP al Proyecto Mesoamérica (PM). Es concebido como un esquema de cooperación intergubernamental para la integración y desarrollo que potencia la complementariedad y la cooperación entre los países que prevé formas de participación del sector privado y sociedad civil. Su objetivo es promover un plan de desarrollo regional que persigue mejorar la competitividad, conectividad y coordinación regional de políticas sociales y económicas entre los países centroamericanos, México, Colombia y República Dominicana. Tiene como misión facilitar el diseño, gestión, financiamiento y ejecución de una cartera de proyectos y actividades de interés regional y de importancia estratégica, con resultados concretos. Está integrado por México, Guatemala, Belice, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá, Colombia y República Dominicana. El PM ha definido dos objetivos estratégicos:

1. Integración física, logística y complementariedad económica
2. Promoción del desarrollo social

Para el cumplimiento de estos objetivos se han formulado dos ejes y nueve áreas de trabajo:

- A. Eje económico, con las áreas de: transporte, energía, telecomunicaciones, facilitación comercial y competitividad.
- B. Eje social, con las áreas de: salud, medio ambiente, gestión del riesgo, vivienda, y seguridad alimentaria y nutricional.

El marco estratégico del PM en el sector energía, bajo el eje económico, tiene como objetivo contar con un mercado eléctrico de ámbito regional mesoamericano, con base en una infraestructura transnacional y el funcionamiento de un marco jurídico-institucional que lo rijan, con el objetivo de reducir los costos de la energía, garantizar la complementariedad, mejorar la calidad en el suministro, promover un mayor aprovechamiento de las fuentes renovables de energía y aumentar la competitividad de la región mesoamericana. En el área de energía, se identifican una serie de mandatos claves¹³:

- Resolución 6.2 de la Declaración de Mérida, Yucatán, adoptada por los jefes de estado y de gobierno de la región durante la XIII Cumbre del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla, realizada en 2011, que instruye a los entes del sector eléctrico a concluir en 2012, los trabajos de construcción y refuerzo de la línea de transmisión del SIEPAC, así como la entrada en vigor del RMER y con ello el pleno funcionamiento del mercado.
- Mandato de la XII Cumbre del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla, realizado en octubre de 2010 en Cartagena, Colombia, que insta el apoyo del GTI para que en conjunto con las autoridades nacionales realicen acciones que promuevan la producción de energía de fuentes renovables y eficiencia energética.
- Declaración Ministerial sobre el progreso de la Integración Energética Mesoamericana y del Comercio de Electricidad bajo en emisiones de carbono, suscrita en Washington, D.C., el 28 de junio de 2013.
- En la ciudad de Panamá, en diciembre 2013, en la Reunión Mesoamericana de Ministros de Energía, se acordó: (i) aprobación de la Agenda Mesoamericana de Energía, que incluye el seguimiento de la Interconexión Eléctrica Mesoamericana; la cooperación en materia de uso racional y eficiente de energía y generación a partir de fuentes renovables, incluyendo los biocombustibles; continuar los trabajos de actualización de la Estrategia de Introducción de Gas Natural en Centroamérica y reactivar las actividades de la Red Mesoamericana de investigación y desarrollo en biocombustible; (ii) el Programa Mesoamericano para el uso racional y eficiente de energía y se insta a concretar el Memorando de Entendimiento para su establecimiento; (iii) la Estrategia Regional de Iluminación Eficiente para Centroamérica.

Grupo de Acción de los Estados Unidos y del Caribe y América Central sobre la Seguridad Energética:

Con el fin de contribuir a un futuro más seguro, asequible y limpio en materia de energía, el presidente Obama anunció la formación del Grupo de Acción de los Estados Unidos y del Caribe y América Central sobre la Seguridad Energética (Grupo de Acción EE.UU.-CCA). El anuncio tuvo lugar en reuniones con mandatarios caribeños y centroamericanos celebradas en Jamaica y Panamá, respectivamente, en abril de 2015. En consultas con ambas regiones, el Grupo de Acción EE.UU.-CCA se convirtió en un foro de colaboración para disminuir la vulnerabilidad de los mercados eléctricos del Caribe y de América Central ante las fluctuaciones de los mercados de energía mundiales, y contribuir a reducir las tarifas de sus consumidores, elevando la competitividad y prosperidad económica de dichas regiones.

En América Central, la cual fue región focal de la iniciativa “Conectando las Américas 2022” de la Cumbre de las Américas de 2012, el Grupo de Acción EE.UU.-CA analizó y recomendó varias medidas concretas para fortalecer, optimizar y acelerar el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Estas recomendaciones incluyeron medidas para

13 http://www.proyectomesoamerica.org/Marco_Estratégico

que el Mercado Eléctrico Regional (MER) sea más competitivo al resolver las limitaciones del mercado a corto plazo, además de los importantes esfuerzos para ampliarlo y fortalecerlo que están realizando las tres instituciones del MER. El BID es una de las instituciones financieras que apoya y participa ampliamente en esta iniciativa.

Plan de la Alianza para la Prosperidad del Triángulo Norte de Centroamérica: En los últimos 20 años el gas natural ha llegado a constituirse en el segundo combustible más utilizado en el mundo para generar energía eléctrica, previéndose que, junto a la generación hidroeléctrica, en el futuro sea una de las principales fuentes de producción de electricidad en América Central. En este contexto, el BID ha venido siendo, desde el año 2006, un socio de referencia para los países de la región. En el año 2007, a solicitud de los Presidentes de los países mesoamericanos, el Banco desarrollo un estudio de viabilidad para la introducción de gas natural en Centroamérica¹⁴, en el que se compararon diversas alternativas para el aprovisionamiento de gas natural a la región (gas natural licuado, gas natural comprimido y la construcción de un gaseoducto desde México). Este estudio fue actualizado en el año 2014 en el marco de los esfuerzos realizados en el contexto del Plan de la Alianza para la Prosperidad del Triángulo Norte de Centroamérica para fomentar la introducción de gas natural en la región, y sobre la base del acuerdo de complementación económica n° 37 suscrito entre México y Guatemala (1999), al que se adhieren posteriormente El Salvador (2003) y Honduras (2015), dirigido a alentar y fomentar la libre participación en el transporte, distribución, comercialización, almacenamiento, exportación e importación de gas natural. Asimismo, para profundizar en los estudios y análisis realizados con miras a promover la integración energética de México con los países del Triángulo Norte de Centroamérica, el BID ha venido apoyando y acompañando técnicamente el desarrollo de diversos estudios técnicos tendentes a evaluar la viabilidad de la construcción de un gaseoducto México-Triángulo Norte de Centroamérica, facilitar la coordinación regional sobre aspectos relacionados con la introducción de gas natural, y realizar estudios detallados de demanda¹⁵. Por otro lado, el Banco ha acompañado técnicamente al Gobierno de Panamá en la identificación del potencial para la introducción de gas natural¹⁶. Actualmente el BID está apoyando a las autoridades panameñas en el desarrollo de una ley, y los reglamentos correspondientes, dirigida a ordenar el transporte y distribución de gas natural en el país.

II. EVOLUCIÓN Y PROSPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO

El proceso de integración eléctrica en Centroamérica ha ido de la mano de la evolución del sector eléctrico en los países de la región, apoyándose mutuamente en sus distintas fases de desarrollo. En este capítulo se presenta la evolución del sector eléctrico centroamericano en las cuatro décadas que van desde 1975 hasta el 2015, así como la prospectiva de desarrollo del proceso de integración para la próxima década 2016-2025 ante diferentes escenarios de integración. Se describe la gran transformación que ha experimentado el sector eléctrico en cada país en los últimos 40 años y como, a partir de las limitaciones financieras y técnicas que se tuvieron durante la década de 1980, varios países de la región reestructuraron su sector público de electricidad durante los años 1990, creándose ambientes más competitivos para incentivar la participación de nuevos inversionistas en la industria eléctrica.

14 Cooperación Técnica BID “Actualización de la Estrategia de Introducción de Gas Natural a Centroamérica” (ATN/MR-13993-RG)

15 Cooperación Técnica BID “Apoyo al Gaseoducto México-Países del Triángulo Norte de Centroamérica” (ATN/OC-15251-RG)

16 Cooperación Técnica BID “Actualización de la Estrategia de Introducción de Gas Natural a Centroamérica” (ATN/MR-13993-RG)

A. Evolución del sector eléctrico de 1975 al 2015

1. Evolución del servicio eléctrico en la región

Durante estos 40 años, el servicio eléctrico en la región ha mostrado avances sustanciales, que no solo reflejan el avance socioeconómico de la región, sino el esfuerzo de los gobiernos de la región en mejorar el servicio. El Anexo I presenta un resumen estadístico de los principales parámetros descriptivos de la oferta y demanda del servicio eléctrico en la región y en cada país desde 1975 hasta 2015, así como la estructura institucional del servicio en cada país. A continuación, se resaltan las estadísticas más relevantes.

Entre 1975 y el 2015, la capacidad instalada de generación de electricidad en la región aumentó nueve veces, pasando de 1.664 MW a 15.046 MW, mientras que la generación de electricidad aumentó 7,5 veces al pasar de 6.491 GWh a 48.717 GWh. En comparación, durante este período, la población creció 2,6 veces, pasando de 18,5 millones a 47,6 millones de habitantes, y el PIB creció 3,6 veces en US\$ constantes de 2010. Como se observa en las Figuras 8 y 9, la matriz energética del istmo ha estado fundamentada en fuentes renovables de energía (convencionales y no convencionales), habiendo pasado del 41,7% de la capacidad instalada en 1975 al 62,8% en 2015. Aunque durante la década de 1990, se presentó un incremento importante en la generación con combustibles fósiles, la región se ha esforzado en aumentar las fuentes de energía renovable en sus matrices, gradualmente desplazando el uso de combustibles fósiles. La región logró que en 2015 el 67,8% de la generación eléctrica proviniera de fuentes renovables incluyendo 45,6% de hidroeléctrica, 7,4% de generación geotérmica, 5,8% eólica, 7,6% de cogeneración proveniente de recursos renovables y 1,2% solar. A nivel individual, sin embargo, la mitad de la capacidad instalada de Nicaragua y El Salvador aún depende de combustibles fósiles.

El proceso de reformas (Sección 2.2) al sector eléctrico adelantado en cada país de la región, aunque en diferentes grados de intensidad, resultó en un importante incremento de la participación privada en la capacidad instalada y en generación eléctrica partir de la década de 1990. Es así como la generación en manos privadas a nivel regional llegó al 71% en 2015. Con excepción de Costa Rica, que mantiene la generación mayoritariamente bajo el control público (80%), los demás países del istmo incorporaron la gestión privada en la matriz de generación, llegando a niveles desde 77% en El Salvador hasta 94% en Panamá en 2015.

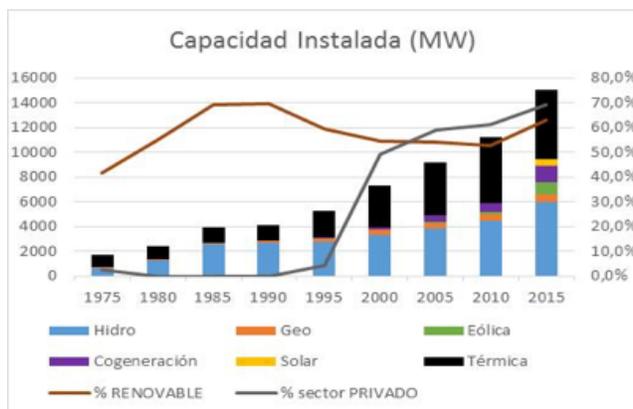


Figura 8 - Capacidad Instalada (MW)

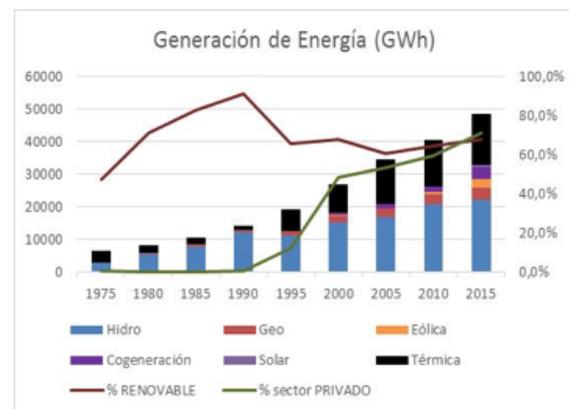


Figura 9 - Generación de Energía (GWh)

Aunque las características del servicio eléctrico en la región varían por país de acuerdo con el desarrollo socioeconómico individual y a la estructuración funcional de sus mercados eléctricos, a nivel individual todos los países han logrado avances significativos. Esto tanto en la cobertura del servicio eléctrico (Figura 10) que aumentó en la región de 40% de la población en 1975 a 92% en 2015, así como en el consumo de electricidad por habitante (Figura 11), la cual creció de 352 kWh a 1.030 kWh en el mismo período. Costa Rica está cercana a la meta de acceso universal, mientras que Nicaragua, a pesar de los importantes avances en la última década, tiene el nivel más alto de población sin servicio en la región (19%). Los demás países también enfrentan al desafío de atender población ubicada en las zonas que requieren mayores inversiones por usuario por ser las más remotas y de difícil acceso, con brechas de 10% en Guatemala, 8% en Honduras, 7% en Panamá y 5% en El Salvador.

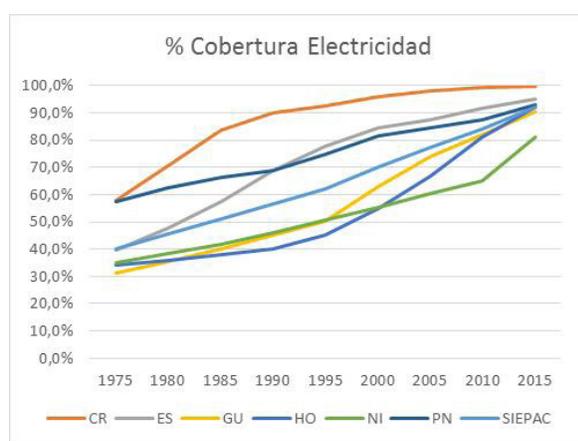


Figura 10 - Cobertura Electricidad (%)

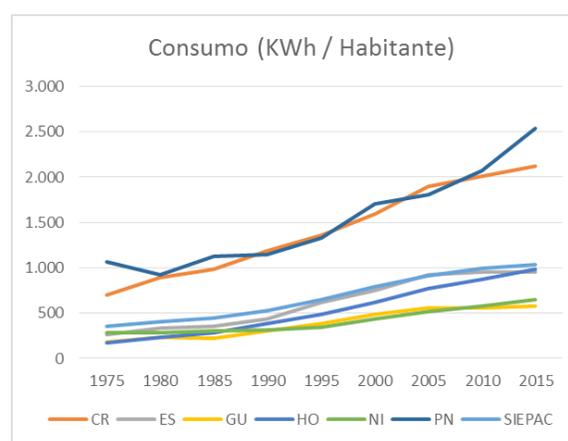


Figura 11 - Consumo (KWh / Habitante)

A pesar de los esfuerzos realizados por mejorar la eficiencia del sector, el nivel de pérdidas totales, que a nivel regional en 1975 representaban el 11,2% de la energía disponible, aumentó aceleradamente hasta mediados de 1990 cuando estuvo cerca del 18% y se mantiene desde esa época en dicho nivel. Como se observa en las Figuras 12 y 13, a nivel individual existen diferencias importantes por país, donde es notorio el deterioro del nivel de pérdidas de Honduras alcanzando el 31,2% en 2015, aumentando sus pérdidas significativamente en los últimos años, debido a las debilidades en su área comercial. Nicaragua ha logrado reducir sus pérdidas de electricidad, pero aún enfrenta pérdidas técnicas y no técnicas de 24,7%.

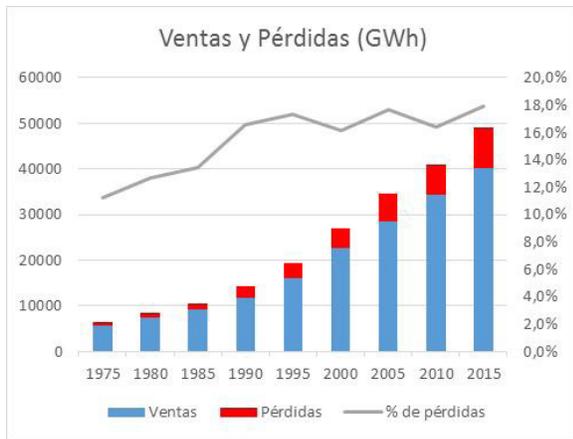


Figura 12 - Ventas y Pérdidas (GWh)

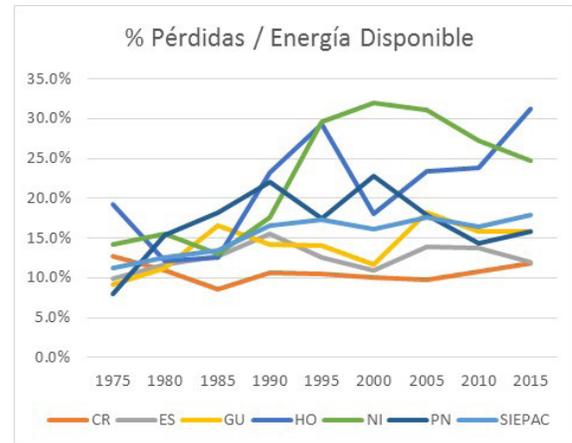


Figura 13 - Pérdidas / Energía Disponible (%)

2. Evolución de los intercambios de electricidad en la región

a. Intercambios de electricidad, 1975-2015

Como se observa en las Figuras 14 y 15, el proceso de integración eléctrica de la región, medido por los intercambios promedios de energía realizados entre los países de la región, ha experimentado tres etapas importantes en las cuales se han manifestado incrementos sustanciales.

- En primer lugar, desde los primeros intercambios bilaterales en 1976 hasta comienzos de los años 1990, se observa un incremento sostenido, alcanzando en 1990 los 410 GWh (3% de la energía disponible de la región). En este período se destacan las exportaciones de Honduras y Costa Rica, y las importaciones de Nicaragua y Panamá. En buena medida responde al desarrollo de proyectos hidroeléctricos como el de El Cajón en Honduras.
- Luego de unos años de bajos intercambios, se produce un segundo período de incremento a comienzos del siglo, cuando los intercambios alcanzan en el 2000 los 1.473 GWh (5,5% de la energía disponible de la región). Se destacan en este período los intercambios entre Guatemala y Costa Rica como exportadores, con El Salvador y Honduras como importadores. En importante medida este surgimiento responde a la creación de los mercados abiertos de Guatemala y El Salvador.
- Finalmente, luego de algunos años de bajos intercambios, se produce otro gran surgimiento que culmina en 2015, cuando los intercambios alcanzan los 1.757 GWh (3,6% de la energía disponible de la región), el cual responde a la puesta en marcha del RMER en junio del 2013.

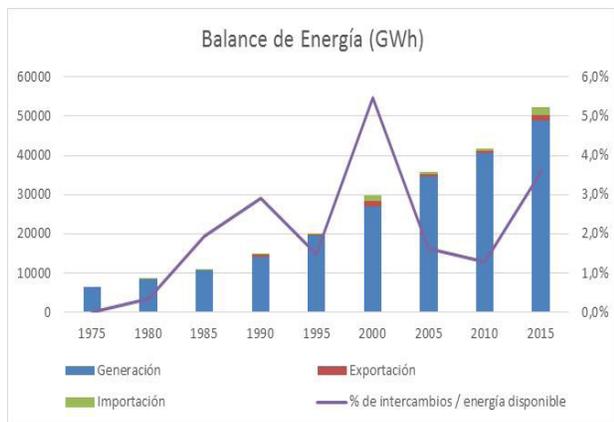


Figura 14 - Balance de Energía (GWh)

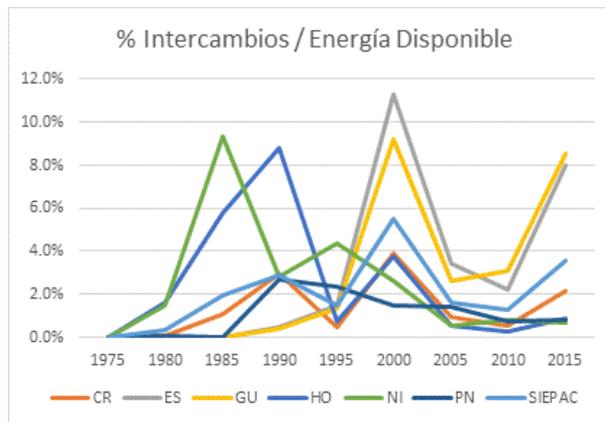


Figura 15 - Intercambios / Energía Disponible (%)

b. Intercambios de electricidad en el MER junio 2013 - diciembre 2015

En las Figuras 16 y 17 se observa que las cantidades de energía eléctrica transadas entre los diversos mercados que conforman el MER se mantuvieron prácticamente en niveles similares en 2014 y 2015. Si se comparan los intercambios efectuados durante los siete meses correspondientes a 2013 con sus homólogos en 2014 y 2015, se aprecia que en 2013 el volumen transado fue menor debido, en gran medida, a la implementación, a partir de junio de 2013, de las nuevas reglas operativas derivadas de la implementación del Reglamento del MER (RMER), situación que requirió de un período de acomodo de los mercados.

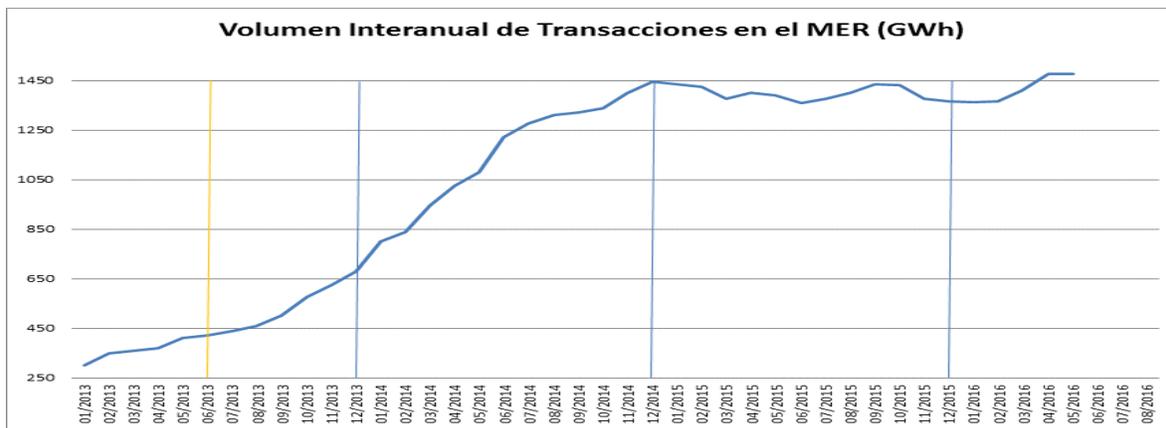


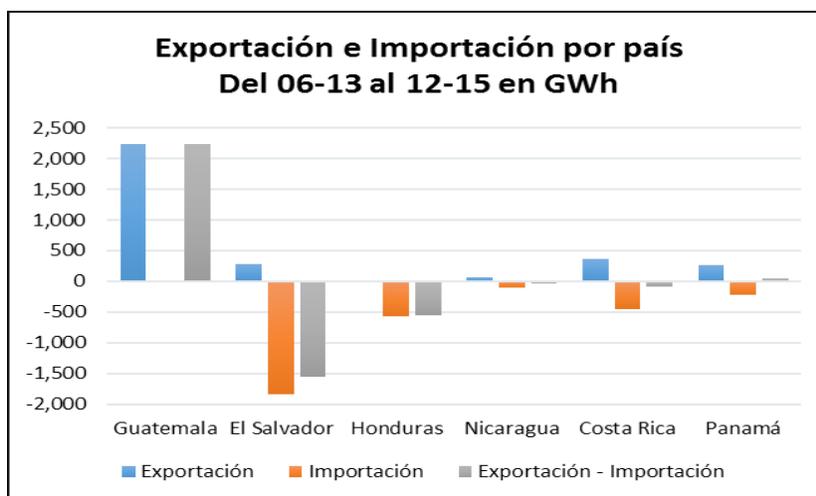
Figura 16 - Volumen Interanual de Transacciones (GWh)



Fuente: Mauricio Castro (2016)

Figura 17 - Intercambios de Energía en el MER (junio 2013 - diciembre 2015)

La participación de los diferentes mercados centroamericanos en los intercambios en el MER ha tenido características particulares, siendo el mercado de Guatemala el principal exportador y el de El Salvador el importador más prominente. El 68% de los intercambios efectuados en el período de análisis (exportaciones + importaciones) fueron realizados por ambos mercados, como se muestra en la siguiente Figura 18.

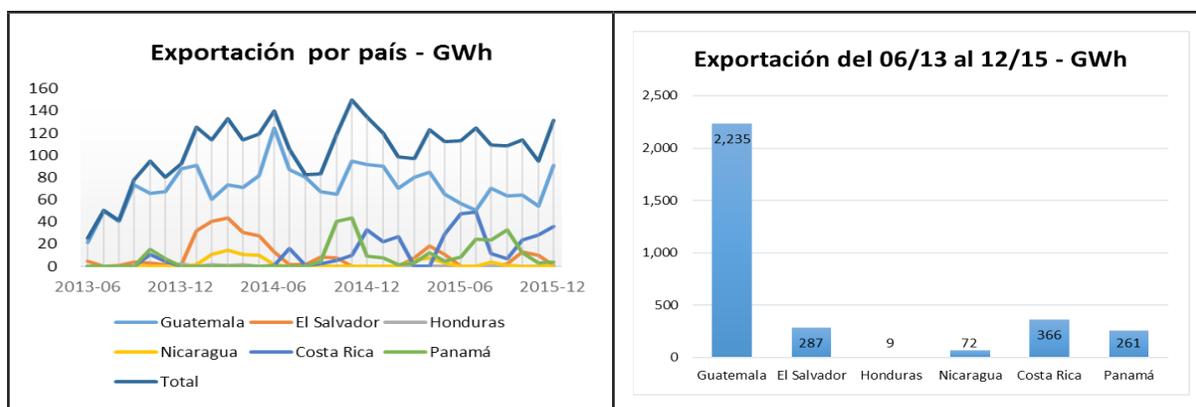


Fuente: Mauricio Castro (2016)

Figura 18 - Intercambios de Energía por País (junio 2013 - diciembre 2015)

El mercado de Nicaragua tuvo una reducida actividad en el MER (3% del volumen total transado), mientras que el de Honduras participó activamente importando energía a lo largo de todo el período, correspondiéndole una participación del 9% en los intercambios realizados. En el caso de los mercados de Costa Rica y Panamá se constata que participaron en el MER tanto exportando como importando energía eléctrica, correspondiéndoles un 13% y 7% del volumen transado respectivamente. Relevante señalar, como se aprecia en la Figura 18, que durante el período de análisis el mercado de Guatemala no efectuó importaciones del MER, y el de Honduras apenas exportó energía.

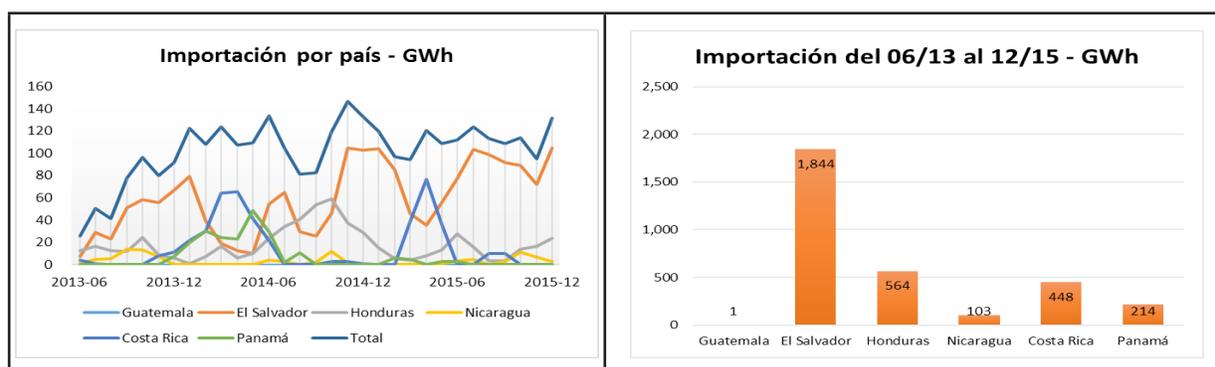
En relación con las exportaciones (Figura 19) se constata que el mercado de Guatemala participó exportando de manera continua a lo largo del período de análisis. Sin embargo, en algunos períodos las ofertas de inyección en el MER procedentes de otros países, resultaron más competitivas que las realizadas desde Guatemala. Esto sucedió en el primer semestre 2014 con las ofertas de exportación presentadas por el mercado de El Salvador o las realizadas desde Costa Rica y Panamá durante la temporada de lluvias de 2014 y 2015, en las que estos sistemas dispusieron de excedentes de generación hidroeléctrica. El mercado de Nicaragua tuvo poca participación como exportador y el de Honduras apenas exportó durante el período de análisis.



Fuente: Mauricio Castro (2016)

Figura 19 - Evolución de las Exportaciones en el MER por Mercado (junio 2013 - diciembre 2015)

En lo que respecta a las importaciones (Figura 20) se observa que el mercado de El Salvador ha sido consistente en recurrir a importaciones del MER a lo largo del período de estudio, incrementando progresivamente su participación, mientras que en el caso del resto de los mercados no se aprecia una tendencia específica, excepto Guatemala, que no tiene importaciones.



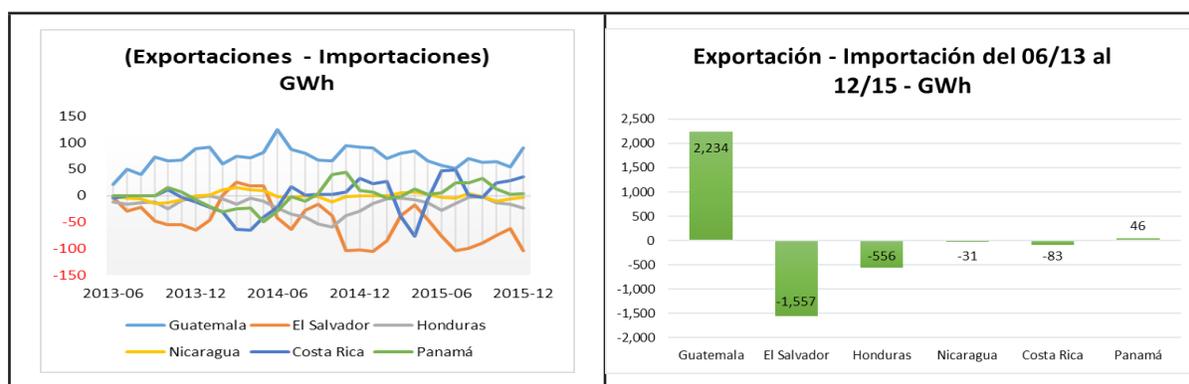
Fuente: Mauricio Castro (2016)

Figura 20 - Evolución de las Importaciones en el MER por Mercado (junio 2013 - diciembre 2015)

Se puede observar que el mercado costarricense es sistemático importando en periodos de baja precipitación pluvial. Entre diciembre 2013 y abril 2014 las importaciones de los mercados de Costa Rica y Panamá superaron las realizadas desde El Salvador. Esto se debió a

la dependencia de ambos mercados de la generación hidroeléctrica, las bajas precipitaciones acaecidas en 2013, y las expectativas de que 2014 resultase de nuevo un año de reducidas precipitaciones. El mercado hondureño ha mantenido su perfil importador en todo el período, resultando significativa su participación entre mayo y octubre 2014, habiendo superado el volumen de importaciones desde El Salvador entre agosto y octubre 2014, debido al retraso en la entrada de la estación lluviosa ese año, la cual normalmente se inicia en mayo. Por su parte, el mercado de Nicaragua tuvo su mayor actividad importadora a finales de 2013, durante la época lluviosa, para reservar recursos hidroenergéticos en prevención de que en la temporada seca se presentasen bajas precipitaciones.

En la Figura 21 se aprecia la complementariedad en la participación de los diferentes mercados en los intercambios netos de energía eléctrica en el MER.



Fuente: Mauricio Castro (2016)

Figura 21 - Evolución Intercambios Netos por Mercado (junio 2013 - diciembre 2015)

El mercado de Guatemala ha actuado como exportador neto a lo largo de todo el período de análisis y El Salvador como importador neto, salvo en el período febrero - mayo 2014, en el que los mercados de Costa Rica, Panamá, y Honduras efectuaron ofertas de retiro en el MER más competitivas, superando los niveles de importación de El Salvador en dicho período.

3. Reformas institucionales y la estructura de la industria eléctrica

Durante el período 1975-2015, además de los avances en el proceso de integración, se destacan las reformas institucionales y de estructura del sector eléctrico que se efectuaron en los países de la región en la década de los años 1990, las cuales permitieron la incorporación del sector privado en una actividad que a principios de este período era prácticamente en su totalidad responsabilidad del sector público. Al finalizar la década de 1980, la región estaba sufriendo una crisis económica y socio-política resultante, en parte de los conflictos internos en varios países, y en parte de la crisis de endeudamiento. La crisis afectó seriamente al sector eléctrico que enfrentaba un deterioro en la suficiencia de su infraestructura por destrucción, obsolescencia, sobrecarga, o rezago en el mantenimiento, resultando en faltantes de energía, baja calidad y altas pérdidas. Al mismo tiempo se experimentaban altas tasas de crecimiento de la demanda que reducían el margen estrecho entre la capacidad de generación efectiva y la demanda de punta; y debido a la delicada situación fiscal que enfrentaban los gobiernos, los recursos públicos disponibles para la inversión en mejoras y expansión de los sistemas eran escasos.

La difícil situación financiera que enfrentaban las empresas públicas y que les impedía la expansión de sus sistemas, fue uno de los principales factores que provocó que los países del istmo abordaran reformas de sus respectivos sectores eléctricos. Para atender esta coyuntura, siguiendo las experiencias de otros países y buscando soluciones a largo plazo, los países del istmo emprendieron un proceso de reformas a la estructura y funcionamiento del sector eléctrico, con diferentes grados de profundidad y de celeridad. Parte esencial de las reformas fue la apertura a la inversión privada para expandir la capacidad de generación, por ejemplo, suscribiendo acuerdos de compra de energía (PPAs) con las empresas estatales. Como resultado del proceso de reformas, se redefine el funcionamiento de los mercados eléctricos en varios países bajo reglas de competencia, se separan y privatizan empresas estatales, y se orienta y delimita la función del sector público hacia la definición de la política sectorial y la regulación del sector mediante la creación de los entes respectivos.

Aunque la apertura a la generación eléctrica privada en el istmo alivió el problema inicialmente, los costos de suministro se incrementaron, creando dificultades financieras a las empresas estatales. Fue necesario entonces proceder a avanzar en reformas dirigidas a introducir competencia en mercados eléctricos mayoristas. Existía además una serie de barreras legales, económicas, institucionales, administrativas y financieras, al aprovechamiento de las oportunidades de coordinación entre países. Por ejemplo, las empresas públicas requerían autorizaciones gubernamentales especiales para sobrepasar los límites presupuestales aplicables a la compra de combustibles para efectuar las exportaciones de energía eléctrica y enfrentaban problemas de acceso a divisas para pagar las importaciones. Deficiencias en los mecanismos de pago también inhibían los intercambios entre empresas. Por otra parte, las diferencias entre países en los precios internos e impuestos de los derivados de petróleo usados en distintas tecnologías de generación, distorsionaban la explotación eficiente del parque de generación térmica regional a través de las interconexiones. Finalmente, una orientación hacia el autoabastecimiento de las empresas públicas limitó el aprovechamiento de intercambios comercialmente ventajosos. Las empresas tendían a cubrir la demanda doméstica bajo el criterio de optimizar el despacho de sus propios recursos, exportando solamente el sobrante producible e importando solamente bajo condiciones de déficit nacional, aun cuando esto implicaba la protección de plantas domésticas ineficientes.

En la década de los 1990, debido a los avances tecnológicos en las comunicaciones, la informática y en los equipos de generación de electricidad, se expandió una iniciativa en varias regiones del mundo por transformar el enfoque de la industria eléctrica hacia uno de mayor apertura y competencia. A ese nivel se reconoció que para lograr conformar un mercado eléctrico competitivo era necesario que el acceso a la red de transmisión y a los mecanismos de comercialización (despacho económico/mercado spot y transacciones bilaterales) fuera abierto y no discriminatorio. A fin de lograr la neutralidad de la red de transmisión, era necesario que ésta no fuera controlada ni por las empresas generadoras, ni por las distribuidoras. Igualmente, ni la empresa propietaria de la red, ni el ente a cargo de la operación del sistema y de la administración del mercado debían tener incentivos ni oportunidad de discriminar entre las empresas de generación y de distribución en competencia.

Como se detalla en el Anexo I y se resume en las Figuras 22 y 23, todos los países de la región aprobaron en la década de los 1990 marcos legales que propician la incorporación del sector privado, crean entes reguladores, asignan la función de política a un ente específico, y al menos cuatro países definen el funcionamiento de un mercado eléctrico competitivo.

Como resultado de estas reformas, las empresas que prestaban el servicio eléctrico pasaron de 26 (cuatro privadas) en 1975 a 315 (296 privadas) en 2015, a la vez que el porcentaje de capacidad instalada de propiedad privada pasó de menos del 1% en 1975 al 71% en 2015.

Estructura Empresarial (# de Empresas)	CENTROAMÉRICA	
	1975	2015
Total Empresas en el Sector Eléctrico	26	315
Empresas Públicas	22	19
Empresas Privadas	4	296
Empresas Generación, Transmisión y/o Distribución	12	6
Empresas Públicas	10	6
Empresas Privadas	2	0
Empresas Solo Generación	0	210
Empresas Públicas	0	5
Empresas Privadas	0	205
Empresas Solo Transmisión	0	11
Empresas Públicas	0	4
Empresas Privadas	0	7
Empresas Solo Distribución	14	53
Empresas Públicas	12	3
Empresas Privadas	2	50
Empresas de Comercialización	0	35
Empresas Públicas	0	1
Empresas Privadas	0	34

Figura 22 - Estructura Empresas de la Región

Total Empresas en el Sector Eléctrico	POR PAÍS	
	1975	2015
COSTA RICA	8	40
Empresas Públicas	8	8
Empresas Privadas	0	32
EL SALVADOR	12	45
Empresas Públicas	10	3
Empresas Privadas	2	42
GUATEMALA	1	98
Empresas Públicas	1	2
Empresas Privadas	0	96
HONDURAS	0	53
Empresas Públicas	0	1
Empresas Privadas	0	52
NICARAGUA	2	36
Empresas Públicas	1	2
Empresas Privadas	1	34
PANAMÁ	3	43
Empresas Públicas	2	3
Empresas Privadas	1	40

Figura 23 - Empresas por País

B. Prospectiva del sector eléctrico 2016-2025

1. Supuestos del Plan de Expansión Regional (EOR)

En julio de 2016 el EOR, como responsable de la planificación regional en cumplimiento del numeral 10.1.3 inciso a) del Libro III del RMER, publicó el “Informe de Planificación de Largo Plazo de la Transmisión Regional para el Período 2015 - 2024”. Para elaborar dicho informe se contrató una consultoría denominada “Estudio de Planificación Indicativa de la Expansión de la Generación y Transmisión Regional de los Países de América Central”, la cual estuvo a cargo del consorcio formado por la empresa *Estudios Energéticos Consultores y PSR Consultoría e Soluções em Energia Ltda* (Consortio EEC-PSR). Dicha consultoría fue financiada con fondos de la cooperación técnica CEAC-BID, ATN/OC-12388-RG, quedando el EOR a cargo de la Coordinación Técnica de los estudios. Producto de la consultoría, se obtuvieron los resultados de la planificación indicativa de la expansión de la generación y la transmisión regional para el período 2015-2024.

Para la presente publicación, y considerando el tiempo transcurrido desde la preparación por PSR y el EOR del Plan de Expansión Regional PSR-2015-2024, se decidió actualizar la información referente a la proyección de los precios de combustible, a los proyectos de generación que han entrado en operación en el período 2014-2016 y los que están definidos para 2016-2018. A partir de allí para el período 2019-2025 se mantienen los escenarios de expansión de generación desarrollados en el estudio elaborado por PSR.

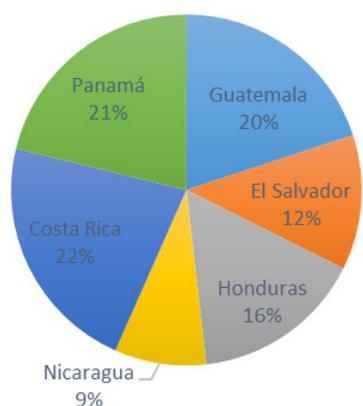
Los principales supuestos del análisis de expansión se resumen a continuación y se detallan en el Anexo II.1 de esta publicación.¹⁷

- a) **Demanda:** La demanda eléctrica es el principal inductor para incrementar la oferta de generación, la cual es impulsada por el desarrollo económico, el aumento de la población, la incorporación de nuevos consumidores, al incrementarse el grado de electrificación

¹⁷ Para la actualización se contó con el apoyo del EOR y del consultor Pablo Corredor de la firma PHC Servicios Integrados.

de la región, junto con la mejora del ingreso per cápita en todos los países. La atención de la demanda deberá hacerse posible, manteniendo y compartiendo el margen de reserva de los sistemas eléctricos, utilizando de la mejor manera las oportunidades que brinda el MER, y siempre en la búsqueda de garantizar una mejor seguridad energética de la región que sea ambiental y socialmente sostenible. La proyección de demanda utilizada por PSR en la elaboración de los estudios de planificación corresponde a la utilizada por los países para definir los planes de expansión nacionales utilizados en dicho estudio, para el horizonte 2014-2025. El crecimiento estimado de la demanda para este período es de 23.100 GWh con una tasa de crecimiento promedio anual de 4,5%. En 2017 la demanda total de los países del MER se estima en 55.593 GWh y para 2025 se espera que sea de 78.768 GWh. La Figura 24 compara las demandas para 2017 y 2025 de la proyección.

Demanda por sistema Año 2017



Demanda por sistema Año 2025

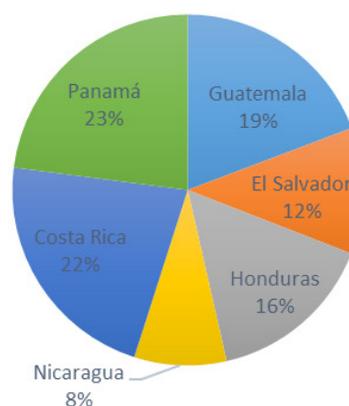


Figura 24 - Demanda por Sistemas, 2017 y 2025

- b) **Precios de Combustibles:** Los combustibles usados en Centroamérica para la generación térmica son: (i) carbón, (ii) gas natural licuado (GNL), (iii) bunker, y (iv) diésel. La región es importadora de combustibles, por tanto, los precios locales están ligados a los precios en el mercado internacional de combustibles, más los costos asociados de transporte hasta las centrales, incluyendo flete marítimo y costos de internación. Los precios de carbón, bunker y diésel históricos muestran en general una fuerte correlación con el precio del petróleo (WTI, Brent). Los precios del GNL históricos son dependientes del mercado en donde se comercialicen, mostrando una alta correlación con el precio del petróleo Brent. La Figura 25 resume los precios proyectados de combustibles. El precio del GNL es calculado como el precio del gas Henry Hub,¹⁸ sumando los costos de la cadena de producción del GNL, así: Licuefacción 2,924; Transporte 0,453; y Regasificación 0,786.¹⁹

18 Annual Energy Outlook 2016, IEA

19 http://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive2/PUB_LNG_Update_0214_FINAL.pdf

Año	Bunker [\$/Gal]	Diésel [\$/Gal]	GNL [\$/MMBTU]	Carbón [\$/Ton]
2016	0,69	1,30	6,74	49,5
2017	0,86	1,50	7,25	50,1
2018	1,26	2,05	7,78	55,1
2019	1,32	2,15	8,17	56,5
2020	1,38	2,22	8,59	57,7
2021	1,42	2,27	8,49	59,0
2022	1,45	2,31	8,51	59,9
2023	1,49	2,36	8,90	61,1
2024	1,54	2,43	9,16	62,4
2025	1,57	2,48	9,28	63,5

Figura 25 - Proyección Precios de Combustibles

- c) **Costos de Capital:** El costo de capital calculado para las inversiones necesarias en la planificación de la expansión en generación está compuesto por el costo del capital propio y el costo de endeudamiento. El resultado obtenido con la metodología aplicada por PSR indica una Tasa de Descuento (valor esperado de retorno real antes de impuestos) del 12,64%. Esta tasa refleja las condiciones actuales y esperadas con las que se enfrenta un inversor en el negocio de generación de energía eléctrica en Centroamérica.
- d) **Proyectos Candidatos:** Los proyectos candidatos están compuestos por una mezcla de tecnologías entre las cuales se encuentran plantas hidráulicas, plantas térmicas a base de GNL, diésel, bunker y carbón, plantas eólicas y plantas geotérmicas. La Figura 26 resume los proyectos candidatos, los cuales se detallan en el Anexo II.1

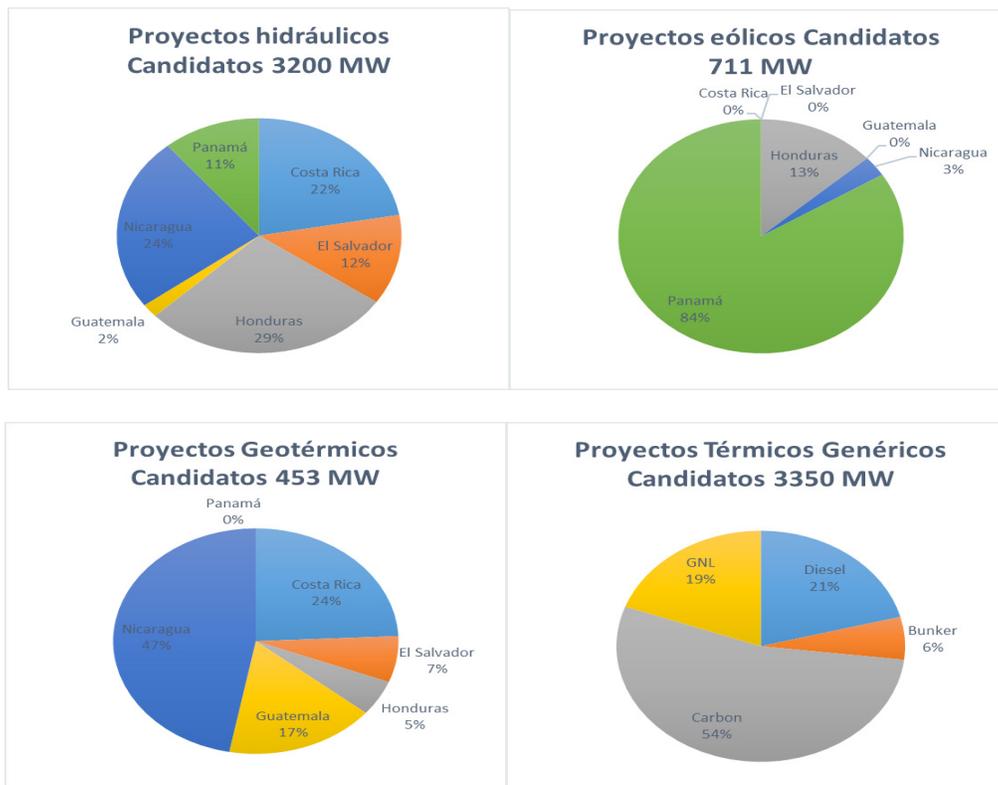


Figura 26 - Proyectos Candidatos para la Expansión

2. Plan de expansión de generación

A partir de los supuestos anteriores, se evaluaron seis planes elaborados considerando una política de expansión de la generación integrada, y un plan fundamentado en una política de expansión individual por país (Plan H). Estos planes se confeccionaron con base en diferentes tecnologías para producción de electricidad, combinadas con hipótesis de ampliación de la capacidad operativa en la transmisión regional (supuestos de expansión del segundo circuito SIEPAC) y consideraciones del costo de capital (tasa de descuento). A continuación, se detallan las estrategias de expansión analizadas (planes de expansión):

- **Plan A:** Considera candidatos de generación de escala regional, con turbinas de vapor a carbón de escala regional, con capacidad de hasta 500 MW, localizadas en Panamá y Guatemala; se supone una capacidad operativa de hasta 600 MW en la región (supuesto de duplicación de la línea SIEPAC), y se supone un costo de capital basado en un valor medio regional, calculado en 12.64% (WACC regional).
- **Plan B:** Igual que el Plan A, sustituyendo las centrales de escala regional a carbón, por centrales de ciclo combinado de alta eficiencia a Gas Natural.
- **Plan C:** Igual que el Plan A, considerando que los costos de inversión de los proyectos se determinan con una tasa de descuento igual al WACC correspondiente al país donde se encuentre localizado el proyecto candidato.
- **Plan D:** Igual que el Plan B, considerando que los costos de inversión de los proyectos se determinan con una tasa de descuento igual al WACC correspondiente al país donde se encuentre localizado el proyecto candidato.
- **Plan E:** Igual que el Plan B, suponiendo que la capacidad operativa regional se mantendrá en 300 MW en el horizonte de planificación (hipótesis de no duplicación de la línea SIEPAC).
- **Plan F:** Igual que el Plan B, sin considerar plantas de escala regional y suponiendo que la capacidad operativa regional se mantendrá en 300 MW en el horizonte de planificación (hipótesis de no duplicación de la línea SIEPAC).
- **Plan H (Plan de Comparación):** Expansión de la generación determinada en forma aislada para cada país (estrategia de expansión con autosuficiencia de cada sistema), sin considerar proyectos de generación con escala regional, únicamente las centrales candidatas presentadas en los planes de expansión nacionales. Además, la capacidad operativa entre países se supone limitada en 300 MW.

En los Planes A, B, C, D y E, como resultado de la optimización, se considera la localización de las centrales de generación a escala regional (a carbón o a gas natural) localizadas en Panamá y Guatemala (una central de 500 MW de capacidad en Panamá y una igual en Guatemala).

Adicionalmente, conforme a lo establecido en los incisos c) y d) del numeral 10.6.1, del Libro III del RMER, para efectos de verificar la robustez de los planes de expansión ante hipótesis probables de evolución de algunas variables importantes que influyen en la expansión, se analizó cada uno de los planes de expansión referidos ante siete escenarios diferentes, con el objetivo de identificar la estrategia de expansión que minimiza el máximo arrepentimiento (es decir, el máximo costo de expansión en todos los escenarios). A continuación, se detallan los escenarios:

- **Escenario 1:** Condiciones originales descritas en los casos base.
- **Escenario 2:** Considerando incremento de 10% en la proyección de la demanda.
- **Escenario 3:** Considerando la entrada en operación de la interconexión Colombia-Panamá en 2022.
- **Escenario 4:** Considerando la proyección de precios de los combustibles, según la referencia que publica el Banco Mundial,
- **Escenario 5:** Considerando el costo de capital de las inversiones, de acuerdo al valor del WACC calculado en cada país.
- **Escenario 6:** Considerando un incremento del 30% en el costo de inversión de las hidroeléctricas.
- **Escenario 7:** Considerando una reducción del 25% del precio de los combustibles derivados del petróleo y del gas y una reducción del 10% de los precios del carbón.

Como resultado del estudio de Planificación de la Expansión de la Generación, y conforme a los criterios que establece el RMER, se determinó que el **Plan B** de expansión, basado en una planificación de la expansión de la generación regional integrada, cumple con los siguientes criterios: (i) Minimiza los costos de abastecimiento de la demanda, conforme a lo indicado en el numeral 2.2.1 del Libro V del RMER; y (ii) Minimiza el máximo costo de arrepentimiento, considerando simultáneamente los escenarios definidos por el EOR, en concordancia con lo indicado en el numeral 10.6.1 del Libro III del RMER. La Figura 27 resume las capacidades de generación a instalar en dicho Plan.

Tecnología	Plan B (MW)
Renovable	2.006
Hidráulica	1.784
Carbón	274
GNL	1.691
Térmico	672
Geotérmico	397
Diésel	89
Bunker	140
Cogeneración	-
Total	7.052

Figura 27 - Capacidad de Generación a Instalar 2016-2025 (MW)

A continuación, se sintetizan los principales resultados obtenidos de las simulaciones con el modelo de planificación utilizado, cuyo mayor detalle se presenta en el Anexo II.2.

a. *Costos marginales*

En la Figura 28, se muestran la evolución de los costos marginales de cada país para el Plan B

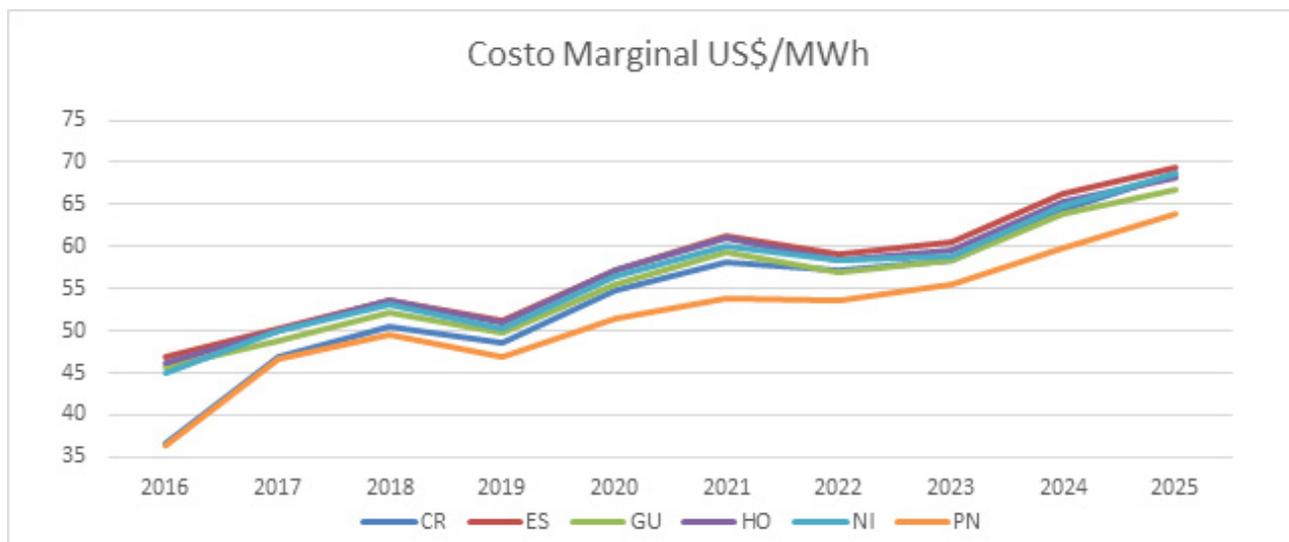


Figura 28 - Costo Marginal del MER 2016-2025 (US\$ / MWh)

b. *Generación*

En la Figura 29 se muestra la generación anual en los países del MER para el Plan B y el porcentaje correspondiente a la generación con fuentes de energía renovables.

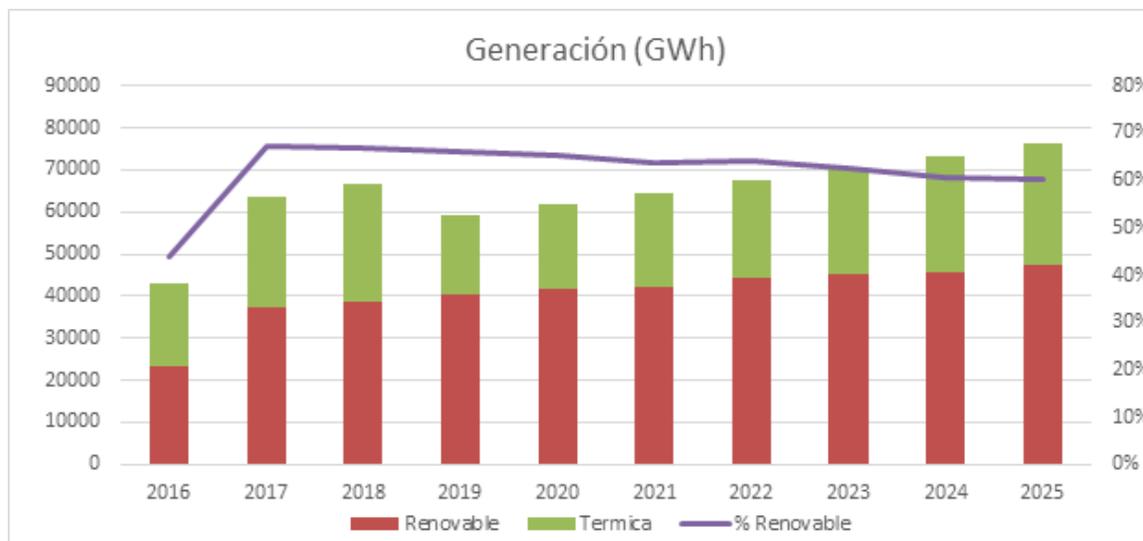


Figura 29 - Generación Projectada 2016-2025 (GWh)

c. *Intercambios de energía*

La Figura 30 muestra para el Plan B, el porcentaje de los intercambios de energía anuales promedio (de importaciones y exportaciones transadas) en cada uno de los países del MER, como porcentaje respecto a la energía disponible. En el Anexo II.2 se detallan los resultados.

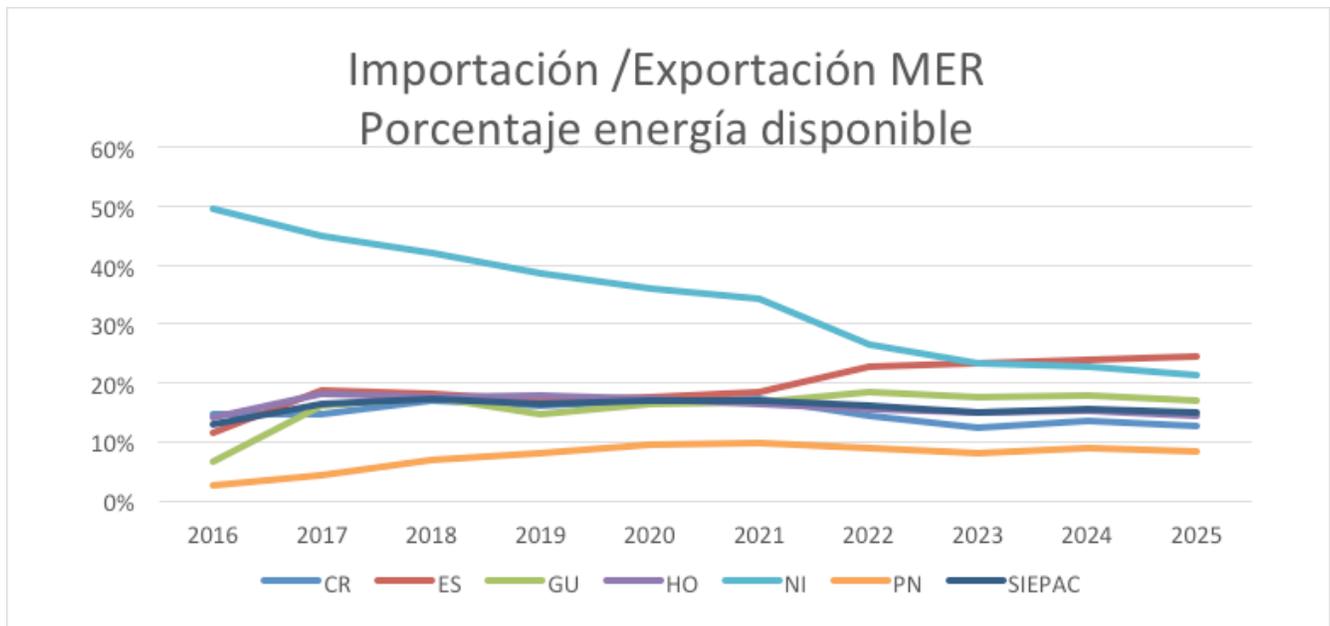


Figura 30 - Intercambios Proyectados 2016-2025 / Energía Disponible (%)

III. BENEFICIOS DE LA INTEGRACIÓN

El proceso de integración eléctrica en Centroamérica ha producido beneficios tangibles para los habitantes de la región. En éste capítulo se presenta un resumen de los diferentes análisis de los beneficios económicos que se han realizado sobre el proceso de integración eléctrica regional, comenzando por los análisis del estudio de factibilidad del proyecto SIEPAC realizado en 1997, la actualización de la evaluación llevada a cabo en 2011 y una actualización del análisis preparada en 2016 para la presente publicación. Todos estos trabajos analizan los beneficios directos ante diferentes niveles de integración de los mercados. Adicionalmente, empleando un modelo de insumo-producto, se hace una evaluación de los impactos indirectos del proceso de integración eléctrica de Centroamérica, como resultado de la reducción de precios de insumos eléctricos en los sectores productivos y de una mayor inversión en proyectos productivos. Finalmente se hace una evaluación de los beneficios económicos directos obtenidos por la región en el período junio 2013 a diciembre 2015.

A. Evaluación de beneficios directos de la integración eléctrica

1. Evaluación ex-ante del Proyecto SIEPAC (1997)²⁰

En esta sección se analizan los beneficios del Proyecto SIEPAC en forma ex-ante, con base en el estudio de factibilidad del Proyecto SIEPAC²¹, el cual incluyó una evaluación económica del mismo considerando escenarios con diferentes grados de coordinación de la planificación y operación del sistema de generación entre los países de la región, para dos casos de crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Para un crecimiento bajo de la demanda agregada en la región (tasa anual de 4,5%), se consideran diferentes niveles de coordinación, desde un escenario con una baja integración, en el que los países realizan en forma aislada la planificación de la expansión de generación y la operación de sus sistemas, hasta un escenario de coordinación parcial de la planificación y operación entre grupos de países de la región. Para un crecimiento alto de la demanda agregada en la región (tasa anual de 6,7%), se considera desde un escenario de coordinación parcial y gradual de la planificación y operación entre grupos de países de la región, hasta un escenario de alta integración, en el que se realiza una planificación y operación integrada a nivel regional.

El estudio de factibilidad considera un horizonte de análisis de 15 años a partir de 2000, año en que se supone que entraría en operación el Proyecto SIEPAC. Con el fin de analizar diferentes grados de coordinación de la planificación y la operación, el horizonte de planificación se divide en un mediano plazo de 2000-2007 y un largo plazo de 2008-2015. Para cada caso de crecimiento de demanda se definió un escenario de referencia, sin el proyecto de SIEPAC, en que los países de la región planifican en forma aislada la expansión de la generación y operan en forma coordinada sus sistemas de generación, sujeto a la limitación de la capacidad de transmisión de las interconexiones binacionales existentes o previstas antes de 2000. Este estudio ex-ante analizó tres escenarios de integración para cada caso de demanda, los cuales muestran los beneficios de lograr mayores niveles de integración en el mercado regional. Para cada escenario se estimaron los beneficios netos del proyecto como la diferencia entre

20 Esta sección y la siguiente se basan en la “Evaluación y Perspectivas del Proceso de Integración Eléctrica Mesoamericana - Los Beneficios del Proyecto SIEPAC” – Borrador para discusión, Manuel Dussan, marzo 2011.

21 “Estudios Complementarios de la Expansión de la Interconexión”, informe preparado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas y Power Technologies Inc., 15 de agosto de 1997.

el valor presente de los costos de inversión y operación del sistema de generación con y sin el proyecto SIEPAC según el caso de demanda considerado. Los beneficios netos para cada escenario se compararon luego con el valor presente de los costos de inversión estimados para el Proyecto SIEPAC. La Figura 31 resume los resultados de la evaluación económica para los seis escenarios considerados, tres para cada caso de demanda.

Escenarios -----> de menor a mayor integración

Evaluación EX-ANTE		Referencia (sin SIEPAC)	Bajo crecimiento demanda (4,5% p.a.)			Alto crecimiento demanda (6,7% p.a.)			
			E1	E2	E4	E3	E5	E6	
US\$1996 (2000-2015)									
Grado coordinación mediano/largo plazo									
Planificación expansión		aislado	aislado/ aislado	aislado/ medio	medio/ medio	aislado/ medio	medio/ alto	alto/alto	
Operación		sin SIEPAC	medio/ medio	medio/ medio	medio/ medio	medio/ alto	medio/ alto	alto/alto	
Diferencia costos respecto caso sin SIEPAC	Inversión	0	0	-167	-248	-199	-633	-745	
	Operación	0	-62	-17	-152	-86	-395	-406	
	Total	0	-62	-184	-401	-285	-1.028	-1.151	
Inversión SIEPAC a/			0	150	150	150	185	185	
Beneficio neto			0	-88	34	251	135	843	966
CIPLP (US\$/MWh)			73,4	71,5	66,7	63,3	67,3	57,8	55,7

a/ Para crecimiento bajo demanda inversión SIEPAC primer circuito. Para crecimiento alto, se adiciona el segundo circuito.

Figura 31 - Proyecto SIEPAC Análisis Ex-ante (1997)

De la evaluación económica se obtuvieron los siguientes resultados:

- Los beneficios únicamente de una operación parcialmente coordinada no compensaban la inversión en el Proyecto SIEPAC. El escenario E1, para un crecimiento bajo de la demanda y con una planificación aislada de la expansión de la generación y coordinación parcial de la operación, mostró que el valor presente de los beneficios de operación (US\$64 millones) solo compensaban una fracción del costo de inversión (US\$149.7 millones).
- El Proyecto SIEPAC se justificaba en los demás escenarios considerados, en los que se coordina la planificación de la expansión de la generación y la operación, bien sea en forma parcial por grupo de países, o en forma regional. Se observó que en general el beneficio neto del proyecto aumentaba a medida que aumentaba el grado de integración, con mayores beneficios para el caso de alto crecimiento de la demanda. El valor presente de los ahorros en los costos de inversión y operación era sustancialmente más altos que el costo de inversión en el Proyecto SIEPAC, aun en los escenarios E5 y E6 de alta integración en que se ponía en funcionamiento el segundo circuito del SIEPAC a partir de 2008.
- En los cinco escenarios en que se coordina la planificación de la expansión de la generación,

los ahorros en inversión fueron mayores que los ahorros en la operación, lo cual demostraba los beneficios de coordinar, plena o parcialmente, la operación por medio del despacho económico y la planificación de la expansión de la generación a nivel regional, y por ende de desarrollar proyectos de generación de escala regional, considerando la existencia de capacidad de transmisión regional confiable y permanente, contratos firmes de largo plazo, e instrumentos para el manejo de los riesgos asociados a las diferencias de precios nodales, tales como los derechos de transmisión de largo plazo.

- Un mayor grado de coordinación en la planificación y la operación, reduciría gradualmente el costo incremental promedio a largo plazo de generación (CIPLP) para el período 2000-2015, de 73,4 a 63,3 US\$/MWh para el caso de crecimiento bajo de demanda y de 72,0 a 55,7 US\$/MWh para un crecimiento alto.

2. Actualización evaluación de beneficios directos (2011)

En marzo de 2011 fue posible hacer una revisión simple de los beneficios del proyecto utilizando los resultados del plan indicativo de expansión de generación 2011-2025, que el Grupo de Trabajo de Planeación Indicativa Regional (GTPIR) del CEAC completó a finales de 2010, y de algunos cálculos de escenarios adicionales del plan de expansión de generación realizados por el CEAC a solicitud del BID. Este fue un ejercicio teórico de evaluación del proyecto a la fecha esperada de entrada en servicio, teniendo en cuenta sus costos actualizados de inversión y los beneficios potenciales del proyecto (análisis con y sin proyecto) calculados a partir de esa fecha. Al igual que en la evaluación ex-ante, era necesario analizar el impacto sobre los beneficios del proyecto de diferentes niveles de coordinación en la planificación y operación del sistema de generación entre los países de la región. Sin embargo, no era posible realizar este análisis con base en los resultados del plan indicativo 2011-2025 preparado por el GTPIR, pues este suponía una planificación y operación regional del sistema interconectado integrada y se concentró en analizar el impacto sobre el plan de expansión de otras variables como el desarrollo del proyecto de interconexión Colombia-Panamá y del segundo circuito de la línea SIEPAC, así como restricciones al desarrollo de proyectos hidroeléctricos.

Afortunadamente, este plan analizó un escenario de muy baja integración, en que los países planificaban en forma aislada la expansión de sus sistemas de generación y operaban en forma coordinada sus sistemas de generación, sujetos a las limitaciones de la capacidad de transmisión de las interconexiones binacionales existentes, esto es, un escenario de referencia sin el proyecto SIEPAC. Para poder analizar el impacto de diferentes grados de coordinación en la planificación de la expansión de la generación y en la operación regional, se solicitó al CEAC analizar dos escenarios adicionales en los que solamente se cuenta con el proyecto SIEPAC, uno de baja integración con una planificación aislada de la expansión de la generación de los países y una operación coordinada a nivel regional; y otro de alta integración en que la planificación de la expansión de la generación y la operación del sistema se realizan con criterio regional. Este análisis de los beneficios del proyecto SIEPAC se complementó con el análisis de los beneficios de fortalecer la integración a nivel regional, con el desarrollo del proyecto de interconexión Colombia-Panamá y del segundo circuito de la línea SIEPAC.

a. *Beneficios del Proyecto SIEPAC sin ampliaciones*

La Figura 32 resume los resultados del impacto sobre los beneficios del Proyecto SIEPAC sin ampliaciones, de diferentes grados de coordinación en la planificación de la expansión de la generación y operación del sistema, basado en el análisis con y sin proyecto para los

dos escenarios adicionales solicitados a CEAC. Se utilizan supuestos conservadores sobre el crecimiento medio de la demanda (4,9% p.a.) y sobre el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos (solo considera proyectos hidroeléctricos con una capacidad menor a 150 MW). Se observa lo siguiente:

- Al considerar únicamente los beneficios de una operación regional coordinada, estos apenas compensaban los costos de inversión del Proyecto SIEPAC. En el escenario K2 se lograban unos ahorros en los costos de operación de US\$556 millones respecto al caso sin Proyecto SIEPAC, para cubrir unos costos de inversión del proyecto de US\$492 millones. Hay que tener en cuenta que los ahorros en los costos de operación son muy sensibles a los supuestos utilizados para variables no controlables, como el precio internacional del petróleo.
- Al igual que en la evaluación ex-ante, los ahorros en los costos de inversión asociados con menores necesidades de capacidad y la posibilidad de desarrollar proyectos de generación de mayor porte (en el escenario en que se coordina plenamente la planificación de la expansión de la generación) eran mucho mayores que los ahorros en los costos de operación, lo cual demostraba los beneficios de coordinar plenamente la planificación de la expansión de la generación, desarrollar un mercado de contratos firmes a largo plazo entre los países y desarrollar proyectos de generación de escala regional. En el escenario de alta integración (D2) el beneficio neto del proyecto aumentaba a US\$953 millones, del cual más de 80% correspondía a ahorros en los costos de inversión.
- El costo incremental promedio a largo plazo de generación (CIPLP) para el periodo 2011-2025 (incluyendo el incremento en inversión en el Proyecto SIEPAC) se reducía a medida que el grado de integración aumentaba, de 97,8 US\$/MWh para el caso sin proyecto a 88,3 US\$/MWh para el caso de mayor integración.
- Los intercambios de energía regionales para el período 2011-2025, un indicador del grado de integración, aumentaban del 4% de la demanda regional para el caso sin Proyecto SIEPAC al 13% para el caso de mayor integración.

US\$2010 (2011-2025)	Escenarios (---> mayor integración)		
	Ref.: Sin SIEPAC	K2	D2
Tasa anual crecimiento demanda		4,9%	
Restricción proyectos hidroeléctricos	<150 MW	<150 MW	<150 MW
SIEPAC	sin	con	con
Coordinación planificación	aislada	aislada	coordinada
Coordinación operación	binacionales	regional	regional
Diferencia en costos respecto al caso de referencia (MMUS\$ 2010)			
Inversión	11.670	0	-1.180
Operación	10.127	-556	-264
Total	21.797	-556	-1.444
VP inversión SIEPAC (MMUS\$ 2010)		492	492
Beneficio neto (MMUS\$ 2010)		64	953
CIPLP (US\$/MWh)	97,8	97,1	88,3
Intercambios (% demanda regional)	4%	10%	13%

Tasa de descuento: 12% p.a.

Figura 32 - Proyecto SIEPAC Actualización Beneficio Neto sin Ampliaciones (2011)

b. ***Beneficios del Proyecto SIEPAC con ampliaciones***

La Figura 33 resume los resultados del análisis económico de los beneficios adicionales, respecto al caso base con Proyecto SIEPAC, que se lograrían con un mayor grado de integración regional en tres escenarios en que se desarrollan el proyecto de interconexión Colombia-Panamá y el segundo circuito del Proyecto SIEPAC, para el caso de crecimiento medio de demanda de 4,9% p.a. Se observa lo siguiente:

- El ahorro en los costos de inversión y operación que se lograba con una mayor integración regional, respecto al escenario con la primera etapa del Proyecto SIEPAC, excedía el costo de inversión de las ampliaciones en las interconexiones regionales, incluyendo la interconexión Colombia-Panamá en 2014, y la ampliación a 600 MW de la capacidad de la línea SIEPAC y de la interconexión Colombia-Panamá en 2020. El beneficio neto aumentaba a medida que el grado de integración regional aumentaba.
- A diferencia de los casos anteriores, la mayor parte del ahorro en los costos correspondía a la reducción de los costos de operación. El Proyecto SIEPAC permitía captar las economías de escala de las plantas de generación termoeléctrica a ciclo combinado utilizando gas natural licuado, y la mayor parte de los beneficios de fortalecer la integración regional estaban asociados con las importaciones de energía de Colombia, a un costo marginal menor que el costo marginal en el mercado eléctrico regional.
- El costo incremental promedio a largo plazo de generación (CIPLP) para el periodo 2011-2025 (incluyendo el incremento en inversión en las interconexiones) se reducía, a medida que el grado de integración aumentaba, de 88,3 US\$/MWh para el caso con la primera etapa del Proyecto SIEPAC a 83,9 US\$/MWh para el caso de mayor integración.
- Siendo posible desarrollar proyectos hidroeléctricos más grandes, se lograba aumentar marginalmente el beneficio neto. Aun cuando los costos de inversión aumentaban (los proyectos hidroeléctricos en general tienen costos de inversión más altos y una capacidad firme menor que los proyectos térmicos convencionales), esto se compensaba con mayores ahorros en los costos de operación (Caso B).
- El valor de los intercambios entre los países aumentaba con el grado de integración, de un 13% de la demanda regional para el caso de referencia con la primera etapa del SIEPAC, a 21% para el caso de mayor integración, en que se cuenta con mayor capacidad de transferencia de energía en las interconexiones y se desarrollan proyectos hidroeléctricos de escala regional.

US\$2010 (2011-2025)	Escenarios (---> mayor integración)			
	D2	L	A	B
Tasa anual crecimiento demanda	4,9%			
Restricción proyectos hidroeléctricos	<150 MW	<150 MW	<150 MW	sin
SIEPAC	con	con	con	con
Interconexión Colombia	sin	con	con	con
SIEPAC 2do circuito	sin	sin	con	con
Diferencia en costos respecto al caso D2 (MMUS\$ 2010)				
Inversión	10.490	-51	-255	267
Operación	9.863	-396	-564	-1.135
Total	20.352	-447	-818	-867
VP inversión SIEPAC2 & Colombia-Panamá (MMUS\$ 2010)		233	306	306
Beneficio neto (MUS\$ 2010)		214	512	562
CIPLP (US\$/MWh)	88,3	87,0	85,5	83,9
Intercambios (% demanda regional)	13%	15%	18%	21%

Tasa de descuento: 12% p.a.

Figura 33 - Proyecto SIEPAC Actualización Beneficio Neto con Ampliaciones (2011)

3. Actualización evaluación de beneficios directos (2016)

La actualización de la evaluación de los beneficios económicos directos esperados del Proyecto SIEPAC, realizada en 2016, ante diferentes niveles de integración, se preparó a partir de los escenarios de expansión obtenidos del informe de planificación del EOR²² que fueron detallados en el capítulo II.B de esta publicación, realizando las actualizaciones mencionadas a los diferentes supuestos.

a. Planes de expansión y escenarios de integración regional

De los escenarios de expansión de generación preparados por PSR, se han considerado para este análisis los escenarios de expansión del Plan B, Plan E y Plan H, que implican diferentes niveles de integración. Las capacidades de generación a instalar en cada uno de estos planes se muestran en la Figura 34.

- **Plan B:** Considera candidatos de generación de escala regional, con centrales de ciclo combinado de alta eficiencia a gas natural, localizadas en Panamá y Guatemala; se supone una capacidad operativa de hasta 600 MW en la región (supuesto de duplicación de la línea SIEPAC), y se supone un costo de capital basado en un valor medio regional, calculado en 12.64% (WACC regional).
- **Plan E:** Igual que el Plan B, suponiendo que la capacidad operativa regional se mantendrá en 300 MW en el horizonte de planificación (hipótesis de no duplicación de la línea SIEPAC).
- **Plan H:** Expansión de la generación determinada en forma aislada para cada país (estrategia de expansión con autosuficiencia de cada sistema).

22 Informe de Planificación de Largo Plazo de la Transmisión Regional para el Período 2015 - 2024, EOR.

Tecnología	Plan H	Plan E	Plan B
Renovable	1.637	2.106	2.006
Hidráulica	1.687	1.811	1.784
Carbón	1.274	1.274	274
GNL	541	691	1.691
Térmico	388	478	672
Geotérmico	372	397	397
Diésel	289	89	89
Bunker	140	140	140
Cogeneración	84	-	-
Total	6.412	6.985	7.052

Figura 34 - Capacidad de Generación a Instalar, 2017-2025 (MW)

A partir de estos tres planes de expansión se construyeron los siguientes cinco casos de análisis, cuyos resultados se presentan en la sección siguiente y se utilizan para el análisis de beneficios en el capítulo siguiente:

- Caso 1: Plan H: Expansión Aislada - Operación Aislada - No hay intercambios.
- Caso 2: Plan H: Expansión Aislada - Operación Coordinada - SIEPAC a 300 MW.
- Caso 3: Plan H: Expansión Aislada - Operación Coordinada - SIEPAC a 600 MW.
- Caso 4: Plan E: Expansión Coordinada - Operación Coordinada - SIEPAC a 300 MW.
- Caso 5: Plan B: Expansión Coordinada - Operación Coordinada - SIEPAC a 600 MW.

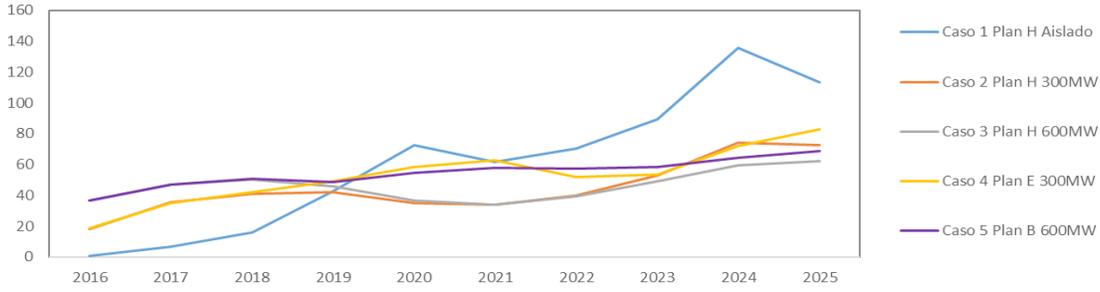
Para cada uno de estos casos se analizaron los costos de inversión y operación, la generación de emisiones de CO₂ y la evolución del Costo Incremental de Largo Plazo (CILP). Una comparación de los resultados de cada caso con respecto al Caso 1 que supone la no existencia de la integración SIEPAC, permite valorar los beneficios directos del SIEPAC ante diferentes niveles de integración.

b. Resultados de los escenarios de integración analizados

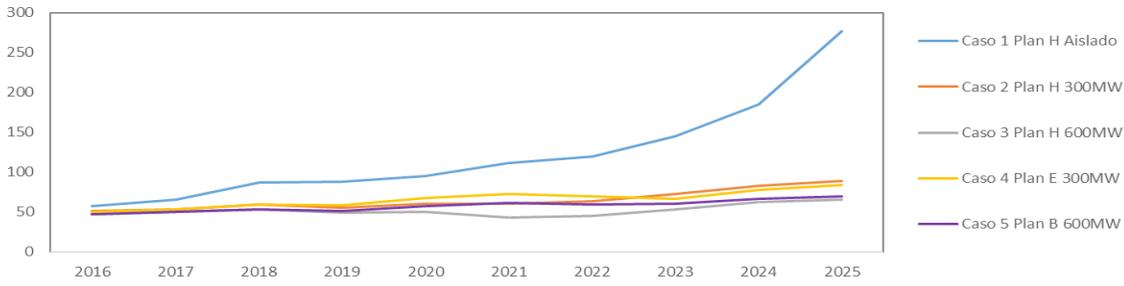
A continuación, se sintetizan los principales resultados obtenidos de las simulaciones con el modelo de planificación utilizado, cuyos costos en mayor detalle se presenta en el Anexo II.2.

Costos marginales: En la Figura 35, se muestran los costos marginales de cada país para cada caso simulado. Se observa que en general la mayoría de países presentan una disminución en los costos marginales en el largo plazo cuando se compara el caso aislado con los casos integrados, a excepción de Guatemala y Panamá, donde se incrementan. Esto se debe a que estos países son exportadores, por tanto, las exportaciones producen un incremento en la generación térmica.

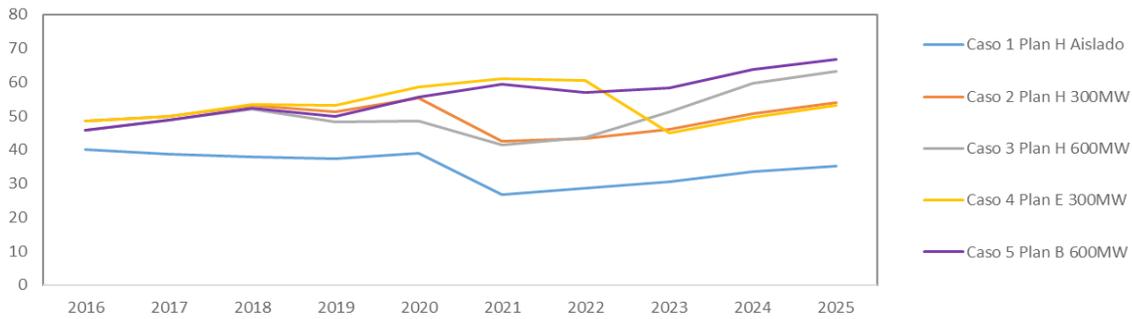
CMG Costa Rica (USD/MWh)



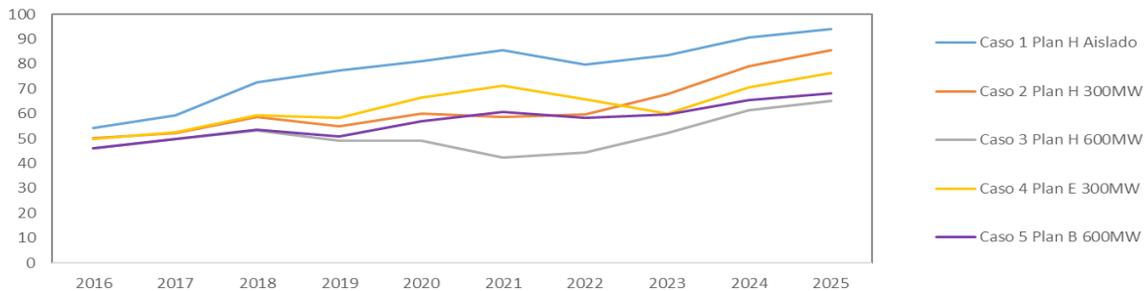
CMG El Salvador (USD/MWh)



CMG Guatemala (USD/MWh)



CMG Honduras (USD/MWh)



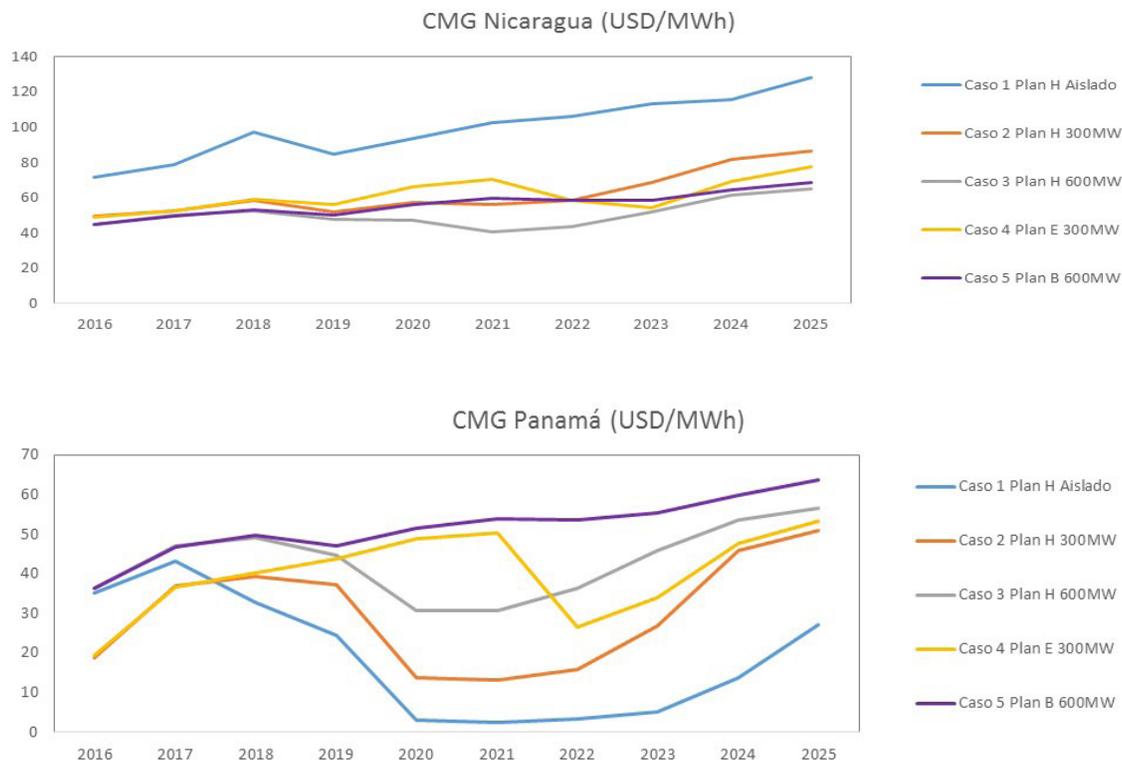


Figura 35 - Costos Marginales de Generación por Escenario de Integración (US\$/MWh)

Generación: En la Figura 36 se muestra la generación por tecnología, de los países del MER para cada uno de los casos bajo análisis. Se observa que la generación térmica es similar para los cinco casos hasta 2025, cuando es más baja en los Casos 4 y 5. La generación renovable no hidráulica tiene un comportamiento similar, pero en los dos últimos años aumenta para los Casos 4 y 5. La generación hidráulica para el Caso 2 presenta los mayores valores durante todo el horizonte y para el Caso 4 los menores valores.

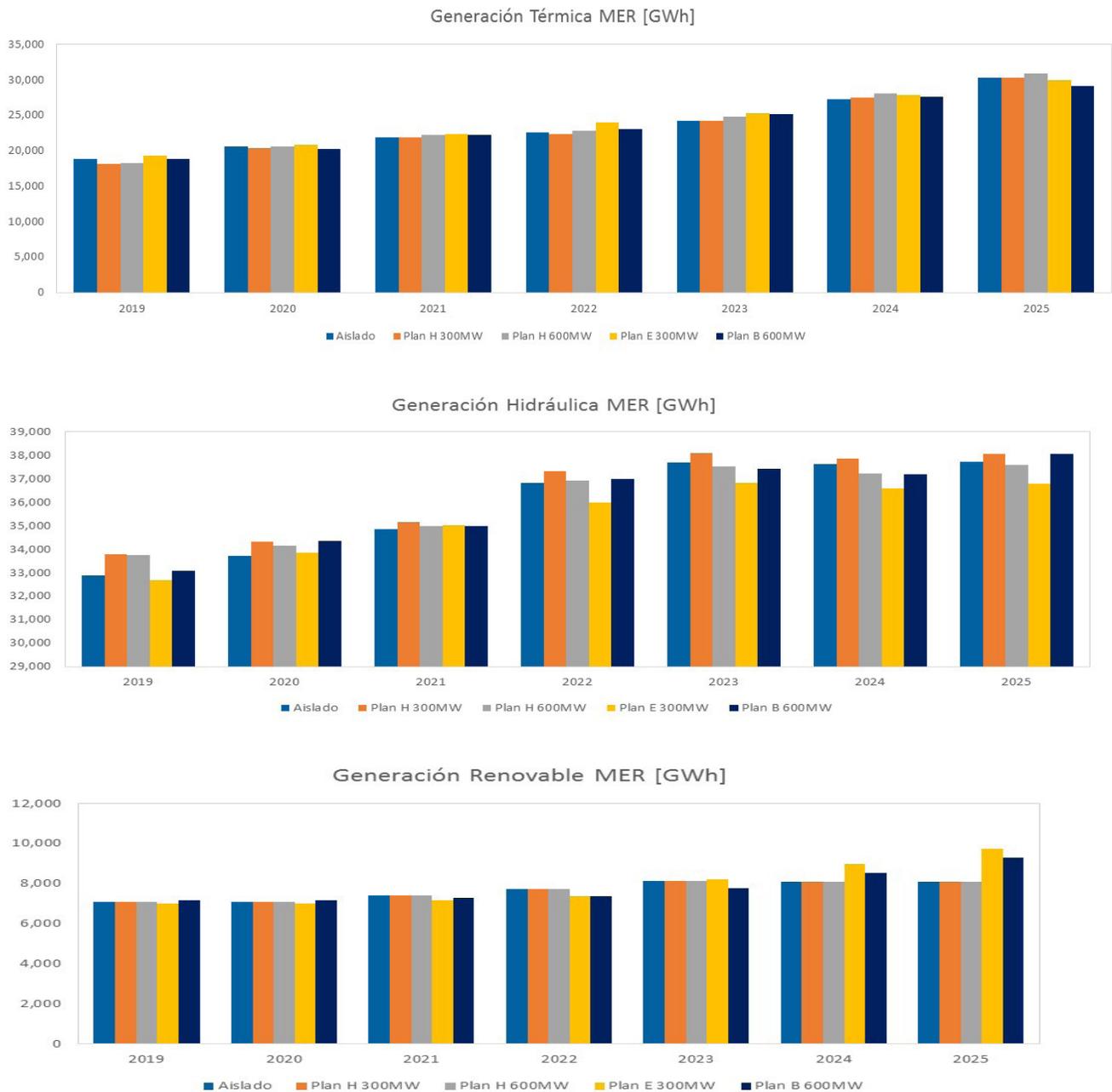


Figura 36 - Generación por Tecnología para Cada Escenario de Integración (GWh)

Intercambios de energía

La Figura 37 muestra los intercambios de energía por importaciones y exportaciones transadas en el MER, para cada uno de los escenarios de integración planteados, y la Figura 38 el porcentaje de éstos con respecto a la energía disponible. En el Anexo II.2 se detallan los resultados por país.

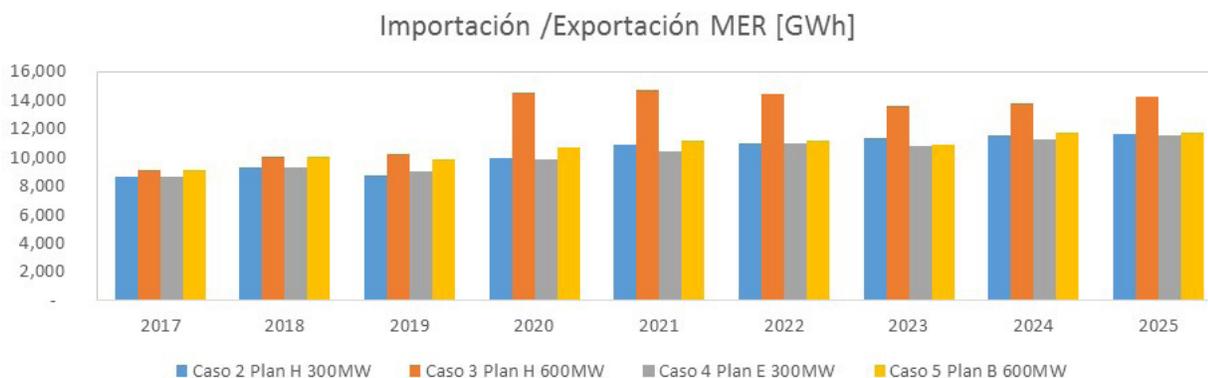


Figura 37 - Intercambios de Energía Eléctrica por Escenario de Integración (GWh)

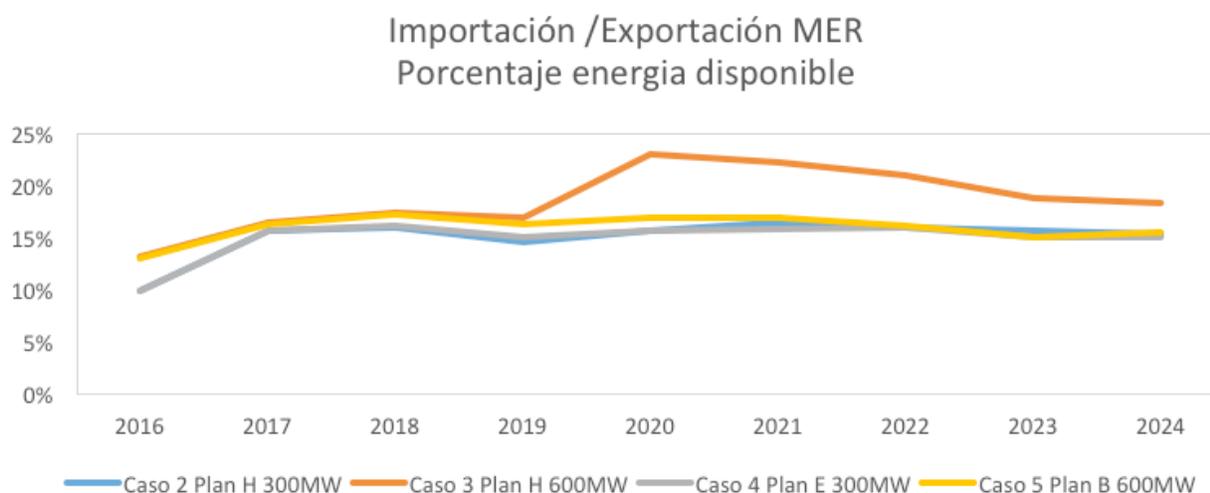


Figura 38 - Intercambios Energía/Energía Disponible por Escenario de Integración (%)

c. Beneficios directos por ahorros en costos de inversión y operación

La Figura 39 muestra los costos de inversión y los costos fijos de operación para cada uno de los tres planes de expansión analizados en el período 2019–2025, y se muestra el valor presente neto a enero de 2019 calculado con la tasa de descuento regional de 12.64%. Se observa que si el plan de expansión no contempla plantas regionales ni integración, es más costoso (Plan H), pero a medida que la integración aumenta el plan de expansión es más eficiente.

Año	Plan H (Casos 1-3)		Plan E (Caso 4)		Plan B (Caso 5)	
	INVERSIÓN	O&M FIJO	INVERSIÓN	O&M FIJO	INVERSIÓN	O&M FIJO
2019	805,71	142,29	862,72	110,55	763,73	92,67
2020	1.091,05	166,33	955,60	115,28	847,69	96,46
2021	1.318,58	203,23	991,08	124,51	887,44	106,08
2022	1.492,96	237,05	1.306,92	171,17	1.199,14	145,79
2023	1.527,64	254,25	1.438,79	199,92	1.495,88	203,54
2024	1.551,64	256,45	1.508,15	234,32	1.565,24	237,94
2025	1.634,60	272,34	1.634,60	272,34	1.634,60	272,34
VPN	\$ 5.739,95	\$ 931,36	\$ 5.268,64	\$ 726,08	\$ 5.015,64	\$ 670,47

Figura 39 - Costos de Inversión y Fijos de Operación (US\$ Millones)

Para los Casos 3 y 5 que consideran la ampliación de la capacidad de la línea SIEPAC de 300 MW a 600 MW, es necesario incluir adicionalmente en los costos de inversión de cada plan, los costos asociados a las obras necesarias para ampliar la capacidad de transmisión del circuito SIEPAC; estas obras recomendadas por el EOR se muestran en la Figura 40.

Entrada en Operación	Sistema	Tramo de la línea	kV	Cap. (MVA)	Long. (km)	Inversión (kUS\$)
2019	ES-HO	15 de septiembre - Agua Caliente	230	317	147	17.286
2019	HO-NI	Agua Caliente - Sandino	230	374	183	20.436
2019	CR-PA	Dominical - Río Claro	230	317	40	7.876
2019	PA	Dominical - Veladero	230	374	137	16.057
2019	PA	Río Claro - Palmar	230	374	51	8.847
2020	NI-CR	Ticuantepe - Cañas	230	374	257	26.847
Total						97.349
Anualidad						12.652
AOM						3.407

Figura 40 - Inversión Adicional Segundo Circuito SIEPAC (US\$ miles)

Los ahorros en la operación del sistema son calculados como la reducción de costos que se logra en cada uno de los planes, tomando como base los costos de operación de 2018; en este caso se observa que los costos de operación año a año generalmente disminuyen, mostrando que los planes de expansión están desplazando energía costosa. Los ahorros se muestran en la Figura 41.

Año	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
2019	-122,63	-273,99	-270,64	-233,39	-252,48
2020	-93,78	-302,76	-329,34	-217,52	-246,15
2021	-133,31	-352,45	-366,48	-220,03	-233,32
2022	-165,07	-377,65	-372,11	-318,24	-244,41
2023	-173,53	-371,90	-363,97	-381,99	-264,27
2024	-141,64	-332,71	-333,23	-357,35	-247,61
2025	-172,42	-336,90	-345,21	-344,52	-262,88
VPN	-618,60	-1.477,51	-1.501,36	-1.265,67	-1.114,48

Figura 41 - Ahorros en Costos de Operación (US\$ Millones)

La Figura 42 presenta un resumen de los costos incrementales de inversión y operación que se originan en cada caso y el beneficio comparado con el Caso 1 (sin integración).

Caso	Costos de Operación Incrementales	Beneficio vs CASO 1	Costos de Inversión	Beneficio vs CASO 1	O&M FIJO	Beneficio vs CASO 1	Total Costo Incremental	Beneficio vs CASO 1
Caso 1	-619	0	5.740	0	931	0	6.052	0
Caso 2	-1.478	-859	5.740	0	931	0	5.093	-859
Caso 3	-1.501	-883	5.797	57	947	15	5.243	-811
Caso 4	-1.266	-647	5.269	-471	726	-205	4.729	-1.324
Caso 5	-1.114	-496	5.072	-668	686	-246	4.644	-1.409

Figura 42 - Resumen Beneficios Directos por Escenario de Integración (US\$ Millones)

Los mayores costos de inversión incrementales se producen en el Plan H (Caso 3), que supone planificación aislada y construcción de las inversiones del segundo circuito SIEPAC, mientras que los menores costos de inversión incrementales se producen en el Plan B (Caso 5) que corresponde al caso con mayor integración regional. Por su parte la mayor reducción de costos de operación se produce en el Caso 3 y la menor en el Caso 1 de operación aislada. El caso que presenta menor costo incremental total y por lo tanto presenta los mayores beneficios netos versus el Caso 1 sin integración es el Caso 5 con US\$1.409 millones. El Caso 4 tiene unos beneficios de US\$1.324 millones, mientras los Casos 2 y 3 con plan de expansión aislado, pero con operación coordinada, tienen beneficios de US\$859 y US\$811 millones respectivamente, obtenidos solamente con los ahorros en los costos de operación. Es importante anotar que el Caso 3 muestra que no se justificaría la inversión adicional en el segundo circuito SIEPAC si se mantiene la expansión aislada, dado que los beneficios adicionales por reducción de costos de operación, no compensarían la inversión adicional versus el Caso 2.

d. Variación del Costo Incremental de Largo Plazo (CILP)

La Figura 43 presenta los costos incrementales totales por inversión, operación y déficit comparados con la demanda incremental atendida, para obtener el CILP de la siguiente forma:

$$CILP = \frac{VPN(\text{Costo inversión} + \text{O\&M fijo} + \text{Costos de operación variable} + \text{Costo de racionamiento})}{VPN (\text{Energía incremental})}$$

Caso	VPN Inversión Millones US\$	VPN O&M Fijo Millones US\$	VPN Operación Incremental Millones US\$	VPN Costo Racionamiento Millones US\$	Total Costo Incremental Millones US\$	Energía Incremental GWh	CILP US\$/MWh
Caso 1	5.740	931	-619	16	6.068	42.851	142
Caso 2	5.740	931	-1.478	0	5.193	42.851	121
Caso 3	5.797	947	-1.501	0	5.243	42.851	122
Caso 4	5.269	726	-1.266	0	4.729	42.851	110
Caso 5	5.072	686	-1.114	0	4.644	42.851	108

Figura 43 - Costo Incremental de Largo Plazo por Escenario de Integración

Se observa que en los Casos 1, 2 y 3, que tienen el mismo plan de expansión, a medida que la integración regional aumenta, mediante una operación coordinada, los costos incrementales de largo plazo disminuyen. En el Caso 3 disminuyen algo menos que el Caso 2, cuando se aumenta la capacidad de la línea SIEPAC de 300 a 600 MW, porque la reducción de costos

de operación no alcanza a compensar los incrementos debido a los costos asociados a la ampliación del circuito SIEPAC. Para que esta ampliación (300 a 600 MW) se justifique, es necesario tener escenarios donde se incluyan plantas de generación regional, es decir bajo un escenario de planificación coordinada entre países de la región, tal como indican los resultados de los Casos 4 y 5.

e. Reducción de emisiones de CO₂

La Figura 44 presenta las emisiones de CO₂ para cada caso de simulación. Como se puede observar, el Caso 1 de operación aislada genera las mayores emisiones de CO₂, mientras que a medida que avanza la operación integrada de los países del MER, se supone una reducción en la generación de las plantas térmicas más costosas, que corresponden a térmicas que emiten más CO₂. La mayor reducción de emisiones de CO₂ se presenta en el Caso 5, el de mayor integración.

Año	Caso 1 Plan H Aislado	Caso 2 Plan H 300MW	Caso 3 Plan H 600MW	Caso 4 Plan E 300MW	Caso 5 Plan B 600MW
2016	2.294.972	369.574	463.162	381.477	480.877
2017	3.864.749	933.660	1.146.303	946.667	1.144.198
2018	4.172.753	1.182.595	1.443.310	1.231.473	1.487.367
2019	2.725.747	1.235.918	1.554.319	1.537.581	1.734.070
2020	3.466.484	814.778	1.320.046	1.840.300	2.008.076
2021	5.979.575	3.626.460	3.615.403	1.948.763	2.512.313
2022	5.615.339	3.684.955	3.885.259	1.183.590	2.709.523
2023	6.198.997	4.028.727	4.325.895	4.070.419	2.873.809
2024	6.941.348	4.823.524	4.998.435	4.706.900	3.684.619
2025	7.852.181	5.381.040	5.297.919	5.527.821	4.124.886
Total	49.112.144	26.081.232	28.050.052	23.374.992	22.759.738
Reducción		- 23.030.912	- 21.062.092	- 25.737.152	- 26.352.406

Figura 44 - Emisiones Total para Cada Caso de Integración [Ton CO₂]

A. Evaluación impactos económicos indirectos²³

1. Introducción y Metodología (Modelo Insumo-Producto)

Este análisis tiene como objetivo evaluar el efecto económico esperado en el largo plazo en la economía de Centroamérica, como resultado indirecto de la integración eléctrica del SIEPAC. Los impactos económicos indirectos se miden a través del impacto que el efecto directo de la integración, en términos de costos de energía, diversificación de la matriz energética, y confiabilidad del servicio, pueda causar sobre otras variables en la economía como el PIB de cada país, precios de la producción, productividad, nivel de inversión, ingresos salariales y recaudación tributaria de impuestos indirectos.

La integración eléctrica tiene un impacto variado en cada economía debido a la heterogeneidad de sus estructuras productivas, la vinculación entre sectores, el uso de los factores de producción e intensidad energética, nivel de empleo, etc. En este análisis, el efecto indirecto en diversas variables económicas se determina simulando escenarios, para distintos niveles

²³ Este análisis se basa en el estudio "Análisis económico de la integración en el mercado eléctrico regional en América Central" realizado por Geoffrey Cannock en consultoría para el BID. Abril 2015.

de integración eléctrica (baja, moderada y alta), de variaciones exógenas en los precios de la electricidad, resultantes de la integración. El análisis explora cómo los efectos directos de la integración, pueden ser transmitidos a través de la economía y cuál es el impacto indirecto potencial en las variables analizadas.

Para ello se realiza un ejercicio prospectivo donde se simulan los impactos del SIEPAC en la economía, empleando como herramienta de análisis un modelo de insumo-producto para cada uno de los países estudiados. Asimismo, se construye una matriz insumo-producto a nivel de toda la región, para evaluar el impacto conjunto del proyecto a través de los canales de intercambio intrarregional. El Anexo III amplía la metodología utilizada.

De acuerdo al modelo insumo-producto propuesto por Leontief (1966)²⁴, existe una relación de complementariedad entre los insumos y los factores usados para la producción, de modo que cada unidad producida está asociada a un conjunto de coeficientes técnicos que definen la mezcla de insumos y de factores de producción requeridos y por tanto su demanda en la economía en su conjunto. Al mismo tiempo, se especifica que la condición de equilibrio del mercado implica que toda la oferta de un bien es equivalente a la suma de su consumo intermedio, es decir, la suma de la cantidad del producto usado como insumo por otras industrias, más su demanda final.

Para simular el efecto en las variables de interés, el primer paso consiste en simular en los tres escenarios la caída del precio de la electricidad resultante de cada nivel de integración, y observar el impacto en los precios de la producción en cada país, como consecuencia. Cambios en los precios impactan la demanda a través de las elasticidades e inducen cambios en oferta, producción e inversión. Luego, se estima el impacto en el PIB según los efectos precio e inversión; y, por último, se calcula el impacto en las demás variables de interés. De manera esquemática, el proceso de estimación total se representa en la Figura 45.

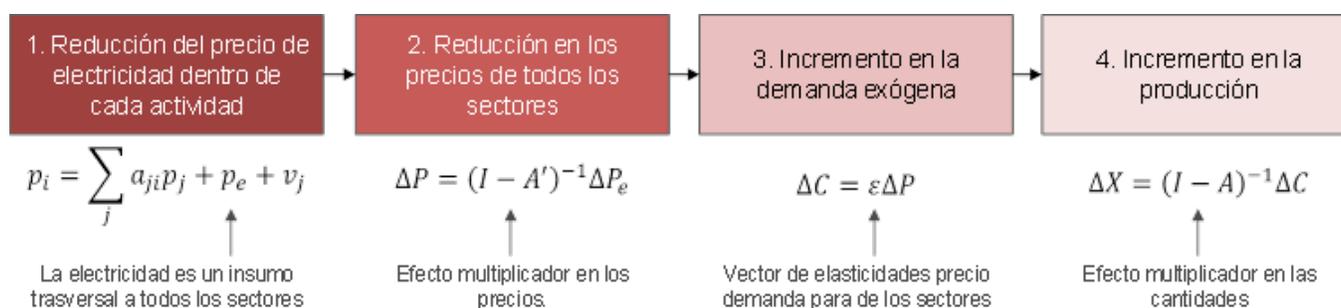


Figura 45 - Flujo de Estimación de Impactos Indirectos

24 En Miller y Blair (2009) se detalla las diferentes aplicaciones derivadas del modelo de Leontief.

La estimación de beneficios se hace considerando los escenarios que se muestran en la Figura 46.

Escenarios	Reducción de precios	Elasticidad demanda	Inversión adicional
Integración baja (IB)	Baja	Baja	Baja
Integración media (IM)	Media	Media	Media
Integración alta (IA)	Alta	Media	Alta

Figura 46 - Escenarios para la Medición del Impacto Indirecto

2. Resultados

a. *Impacto económico de la reducción en los precios de la energía*

En la Figura 47 se puede observar la variación en los precios promedio por país para los tres escenarios. Se pueden observar claras diferencias a nivel de países que son explicadas por dos motivos. Primero, la participación del MER difiere de país en país. Por ejemplo, se proyecta que el peso de este mercado respecto al mercado doméstico de Panamá sea el 9%, mientras que en el caso de Nicaragua borde el 40%. Siendo el impacto en los precios domésticos mayor cuando mayor sea la participación del MER. De ahí que los países con mayor uso del MER son los que tienen un mayor impacto en sus precios. Un segundo efecto, aunque menos importante, es la diferencia en la intensidad de uso de la electricidad de cada país. Esta intensidad es entendida como el peso de la electricidad en el consumo intermedio de cada sector de la economía. Así, en Nicaragua, el gasto en electricidad representa el 4% de los costos de los insumos, mientras que en Panamá o Costa Rica el gasto es de un 3%. Esto conlleva a que el ahorro en los costos de producción sea mayor en países con un uso más intensivo de electricidad.

De acuerdo a los escenarios proyectados, el escenario de integración media (IM) que asume una reducción de los precios de electricidad en el MER de -8,4%, implica una reducción en los precios promedio de la economía vía ganancias de productividad que va desde -0,01% en el caso de Panamá, hasta -0,09% en el caso de Nicaragua. Otros países que se benefician en mayor medida con la reducción de precios son Honduras y Guatemala. La principal explicación para esta reducción en los precios, es su mayor uso relativo del MER para abastecer su demanda.

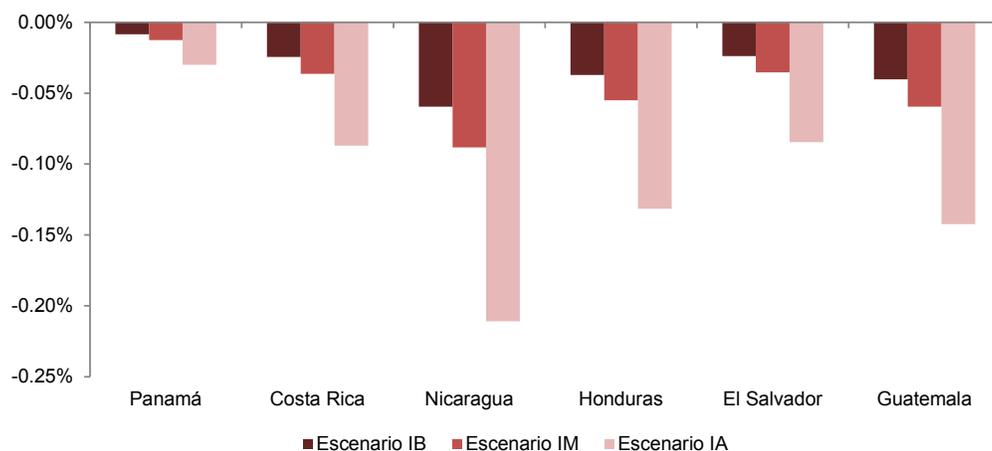


Figura 47 - Variación en los Precios Promedio por País y por Escenario

La reducción de los precios de la energía tiene efectos económicos diversos que dependen, tanto del país, como del sector económico al que se apliquen, dependiendo del uso de energía para su producción. En la Figura 48 se pueden observar estas diferencias. Por ejemplo, en el escenario de integración media (IM) hay una mayor reducción de precios en los sectores ligados a actividades de servicio como finanzas y seguros, alojamiento y servicios de agua y manejo de residuos, lo cual puede explicarse por la mayor participación relativa del gasto en electricidad en la estructura de costos de los sectores. Por ejemplo, la participación del costo de electricidad respecto a los costos totales en algunos de los sectores de servicios puede llegar al 3%, a diferencia de los sectores como agricultura y manufactura, que no sobrepasa el 2% de los costos. Adicionalmente, los sectores de servicios tienen un mayor nivel de compras de insumos locales, lo que amplía el efecto de la reducción de precios.

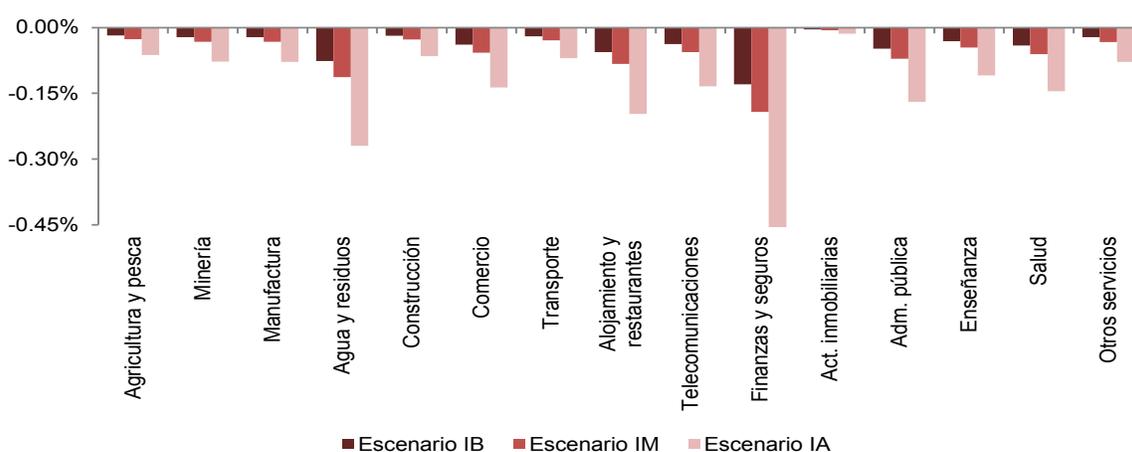


Figura 48 - Variación en los Precios Promedio por Sector y por Escenario

b. *Impactos en la actividad económica*

Una vez que se modelan las variaciones de precios por sectores económicos y por país, se estima el cambio en la demanda exógena utilizando las elasticidades precio-demanda especificadas en el modelo. Así la reducción en los niveles de precios que varían entre 0,01% y 0,09% a nivel de país, se traducen en un incremento de la demanda de entre 0,008% y 0,05%. Adicionalmente, se tiene el efecto en la demanda, determinada por cambios en decisiones de inversión en proyectos de generación, afectando específicamente a los sectores de construcción, manufactura, y otros servicios. A partir de los cambios en demanda, se estima el efecto sobre el nivel de producción de toda la economía, tomando en cuenta el nivel de comercio intrarregional de otros bienes, el cual puede ampliar los efectos positivos de la interconexión. El modelo permite dividir los efectos entre aquellos ocasionados por la reducción de los precios de energía y los originados por la mayor demanda de proyectos de inversión. Además de las diferencias en la reducción de precios explicada anteriormente, existen diferencias en el impacto de la inversión que obedecen por un lado a la magnitud de la inversión en relación al tamaño de la economía y por otro a los diferentes efectos multiplicadores de cada país.²⁵

²⁵ La inversión por nueva generación de la región se distribuye en función a la capacidad de generación actual que no es proporcional al PIB del país. Por ejemplo, Nicaragua y Honduras concentran el 24% de la oferta de generación de la región, mientras su PIB solo representa el 15%. Esto explica en parte el mayor efecto de la inversión en estos países. El resto de la variación entre países se explica por las diferencias en los multiplicadores de producción de los países.

La interconexión eléctrica causa un crecimiento en el PIB en todos los escenarios. La Figura 49 muestra que el escenario de integración media (IM) genera un impacto positivo en el PIB del orden de 0,4% en países como Nicaragua y Honduras con respecto a un escenario sin interconexión. En el caso de Guatemala, el impacto es ligeramente menor (0,33%); en Costa Rica y El Salvador el impacto sobre el PIB es alrededor de 0,2%, mientras en Panamá, el impacto apenas bordea el 0,1%. Para el resto de los escenarios (no mostrados), las diferencias a nivel de países se mantienen. Por ejemplo, en el escenario de integración alta (IA), el efecto sobre el PIB en los casos de Nicaragua y Honduras es cercano al 1%, mientras que en el escenario de integración baja (IB) el impacto en la economía panameña es de alrededor de 0,05%.

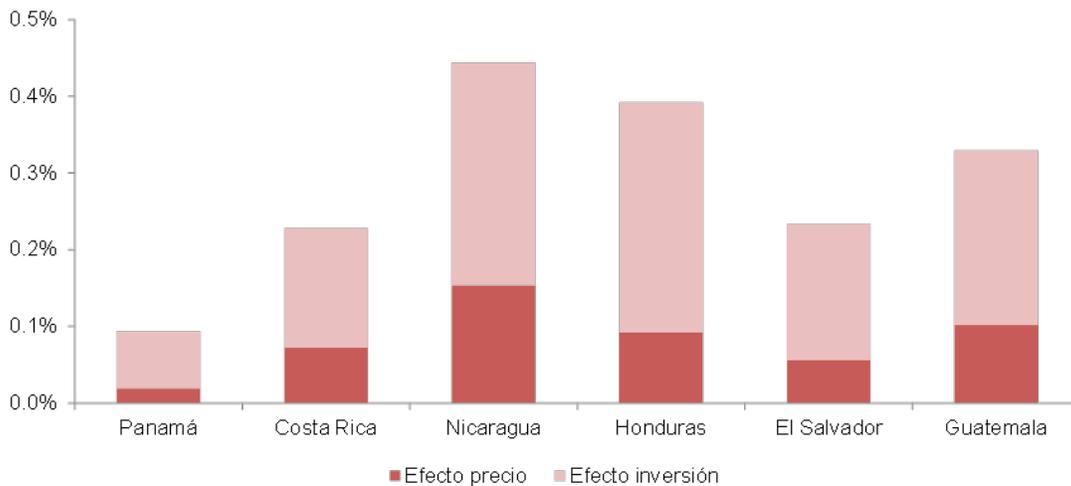


Figura 49 - Impacto de la Integración Eléctrica en el PIB - Escenario IM
(% Crecimiento adicional respecto al escenario sin interconexión)

En la Figura 50 se puede observar el impacto en el PIB sectorial bajo los tres escenarios de análisis. Se aprecia la heterogeneidad en los resultados obtenidos según el sector y el efecto, teniendo los mayores impactos en los sectores de construcción, manufactura, otros servicios y alojamiento y restaurantes. No obstante, estos tres sectores difieren en el nivel de impacto de los efectos vía precio e inversión. Por ejemplo, construcción recibe un mayor impacto del efecto inversión; en cambio, alojamiento y restaurantes presenta un mayor impacto del efecto precio, mientras en manufactura y otros servicios se combinan los efectos precio e inversión.

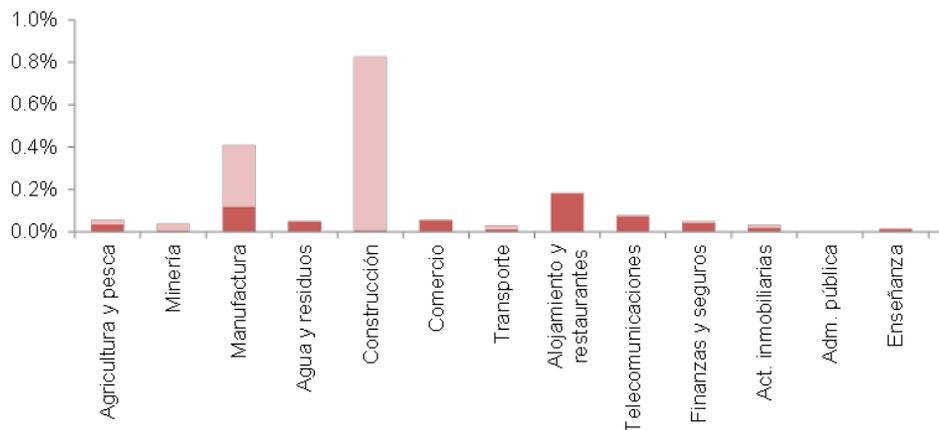


Figura 50 - Impacto de la Integración Eléctrica en el PIB Sectorial - Escenario IM
(% Crecimiento adicional respecto al escenario sin interconexión)

c. Resumen de efectos económicos

Otros efectos. Además del impacto en el PIB, existen efectos sobre otras variables de interés como el ingreso de los trabajadores y la recaudación de impuestos indirectos. En ambos casos se esperan efectos positivos y crecientes en función de los niveles de integración energética. En la Figura 51 se resumen los resultados del impacto en el PIB obtenidos de la interconexión eléctrica para los tres escenarios, así como el efecto derivado en el ingreso laboral y la recaudación de impuestos, según los canales de precios e inversión. Los impactos que se reportan corresponden a efectos anuales esperados en el largo plazo dada la reducción esperada en los precios de electricidad del MER y la inversión en nuevos proyectos de generación.

País (en millones de US\$ de 2015)	Producto interno bruto			Ingreso de los trabajadores			Recaudación de impuestos indirectos		
	IB	IM	IA	IB	IM	IA	IB	IM	IA
Panamá	23	46	77	6	12	21	1	2	4
Costa Rica	60	117	208	29	56	99	5	10	18
Nicaragua	28	55	99	10	20	36	3	5	9
Honduras	40	79	134	18	35	59	3	5	9
El Salvador	31	60	103	11	22	38	2	5	8
Guatemala	103	202	358	30	59	105	7	13	23
Total	286	558	980	104	204	358	21	41	71

Figura 51 - Efectos Económicos de la Integración Eléctrica por Escenarios

Se observa, que bajo el escenario de integración media (IM) el proyecto de interconexión podría generar un incremento de US\$ 558 millones anuales en el PIB regional, en comparación con un escenario sin interconexión, siendo el efecto mayor en Guatemala, Costa Rica y Honduras. Esta aproximación monetaria permite contrastar los beneficios económicos del proyecto de interconexión con los costos asociados a su construcción. Por ejemplo, si suponemos que los beneficios de largo plazo se obtienen hasta 2030, los US\$ 558 millones de beneficios anuales esperados en el largo plazo, descontados a una tasa de 5% anual, representarían US\$ 280 millones al día de hoy. En tanto, bajo el escenario de integración alta, los beneficios a valor presente superarían los US\$ 500 millones, cifra equivalente a los costos de todo el SIEPAC, incluyendo la previsión de las torres para el futuro segundo circuito. Por tanto, se esperaría un claro beneficio neto indirecto del proyecto de interconexión, dado sus efectos sobre el resto de la economía, los cuales se sumarían a los beneficios directos del proyecto. El análisis muestra que estos beneficios indirectos son mayores conforme se profundiza el proceso de integración. Adicionalmente, el mayor ingreso de los trabajadores y la recaudación de impuestos indirectos, en general implican un mayor ingreso para los hogares, cuya magnitud no se calcula en el modelo. En ambos casos se espera efectos positivos y crecientes en función de los niveles de integración energética.

Efectos del comercio intrarregional. Por último, se contemplan los efectos del comercio intrarregional, donde las ganancias de este comercio se derivan del incremento de la demanda de insumos producidos por un país por parte de otros países de región. En la Figura 52 se reporta el impacto sobre el PIB bajo el escenario de integración media (IM), considerando los efectos del comercio intrarregional y sin considerar dichos efectos.

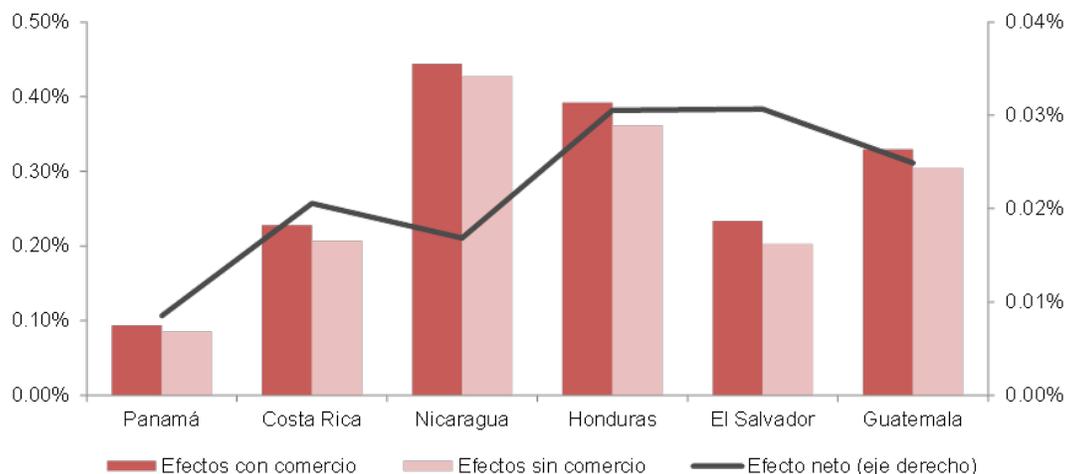


Figura 52 - Beneficios Derivados del Comercio Intrarregional Impactos en el PIB - Escenario IM

Se obtiene que países como Nicaragua, Honduras y Guatemala son los que consiguen mayores beneficios derivados del comercio intrarregional; es decir, ante el incremento de la demanda en el resto de países, estos países son los que proveen una mayor cantidad de insumos a sus pares de la región, amplificando así los efectos locales de cada país.

En conclusión, usando el modelo insumo-producto como herramienta de identificación y análisis de los impactos esperados en la economía a largo plazo, como resultado de la integración eléctrica, se identifican dos tipos de efectos: El primero está dado por la reducción de precios de los sectores productivos y el segundo está dado por una mayor inversión en proyectos productivos inducida por el incremento en la demanda en la economía en su conjunto.

Las simulaciones del modelo muestran que el SIEPAC traería claros beneficios en el largo plazo para la región en su conjunto, con un efecto sobre el PIB de alrededor US\$ 560 millones anuales, que representa un PIB adicional de 0,3% respecto a un escenario sin integración. La mayor parte de estos beneficios vienen dados por el canal de inversiones que representa el 70% de los efectos positivos del SIEPAC.

Los resultados indican efectos heterogéneos entre países. Aquellos que tienen un mayor nivel de uso del mercado de integración regional (MER) obtienen mayores beneficios vía el canal de menores precios. De igual modo, los efectos positivos se amplifican conforme el nivel de integración se incrementa. Así, se estima un beneficio del orden de los US\$ 1.000 millones anuales en el PIB de la región bajo el escenario de integración alta.

Los resultados anteriores están condicionados a los supuestos del modelo insumo-producto, el cual asume una estructura de producción fija y no permite efectos sustitución entre insumos de producción, como podría esperarse dado el cambio en el precio de la electricidad que podría sustituir el uso de combustibles por ejemplo y ampliar los efectos positivos de la interconexión. Adicionalmente, los efectos finales sobre las cantidades de producción en la economía podrían ser menores debido a cambios en los precios relativos.

Como recomendación de política, pese a las limitaciones que pueda presentar el modelo, es clara la dirección positiva de los efectos conforme se incrementa el nivel de integración

eléctrica regional. Por tanto, una política favorable para la economía de Centroamérica debería procurar la profundización del SIEPAC como mecanismo de integración de los sistemas eléctricos en la región.

C. Evaluación beneficios económicos (junio 2013 a diciembre 2015)

Esta sección busca determinar los beneficios económicos netos (costo-beneficio) derivados de la operación del MER en cada uno de los seis sistemas eléctricos participantes en el período que media entre junio 2013, mes en que entró en plena vigencia el Reglamento del MER, y diciembre 2015. Los intercambios producidos durante este período y que sirven de base para el análisis, se detallan en la Sección II.A.2. La metodología con base en la teoría económica se explica en el Anexo IV. Uno de los aspectos fundamentales a considerar en este análisis, es la diferencia entre los mercados eléctricos nacionales, la cual se analiza a continuación.

1. Características relevantes de los mercados eléctricos nacionales

En un mercado eléctrico competitivo, la energía eléctrica se transa como cualquier otro bien, entre consumidores y productores, pero, por sus características particulares, también intervienen otros actores, tales como los transportistas, los distribuidores y los comercializadores. Así, el diseño de los mercados eléctricos en general, se adapta a la realidad de cada uno de los países. Los mercados de electricidad se encuentran en constante evolución, por lo que siempre aparecen nuevos retos relacionados con su estructura organizativa y funcionamiento. La complejidad de estos mercados hace que, en ocasiones, las experiencias de un país o lugar no puedan ser aplicadas en otro, debido a factores políticos, sociales, económicos, geográficos, etc.

Por ello, resulta necesario establecer, previo a su estudio, las características particulares de cada uno de los mercados eléctricos nacionales. A los efectos de determinar los beneficios del comercio de electricidad, es importante considerar dos aspectos: (i) el tipo de diseño de mercado, el cual establece la forma en que se realizan las transacciones; y (ii) el efecto de las importaciones y exportaciones sobre los costos del sistema, y como consecuencia, sobre el precio de mercado.

Con respecto al diseño del mercado eléctrico, no existe una clasificación única de los diferentes tipos de organización. A nivel internacional se han identificado cuatro modelos típicos de organización de mercados de electricidad de acuerdo con el grado de competencia que se introduce en el sistema, a saber: (i) el monopolio verticalmente integrado; (ii) el comprador único; (iii) el sistema con competencia mayorista; y (iv) el sistema con competencia minorista (Hunt y Shuttleworth, 1996).

En relación a las transacciones internacionales, para analizar los beneficios económicos netos derivados de aumentar la capacidad de transmisión internacional de los mercados eléctricos, es clave entender de qué manera los flujos de comercio afectan el precio doméstico de la energía.

En la Figura 53 se resumen las características de los mercados eléctricos de los países que forman parte del MER, relevantes para el análisis costo-beneficio derivado de los intercambios de electricidad.

País	Diseño Mercado Eléctrico	Tratamiento Importaciones	Tratamiento Exportaciones
Guatemala	Múltiples Agentes	Afectan al Costo Marginal (CM)	Contratos Afectan CM Mercado de Oportunidad Regional (MOR) No Afectan CM
El Salvador	Múltiples Agentes	Afectan CM	Afectan CM
Honduras	Agente Único	Afectan Costo Total	Afectan Costo Total
Nicaragua	Múltiples Agentes	Afectan CM	No Afectan CM
Costa Rica	Agente Único	Afectan Costo Total	Afectan Costo Total
Panamá	Múltiples Agentes	Afectan CM	Afectan CM

Figura 53 - Características de los Mercados Eléctricos que Participan en el MER

En los seis países que conforman el MER, el despacho de electricidad considera de manera particular, el ordenamiento de las centrales de generación con base en sus Costos Variables de Producción (CVP), declarados y auditados.²⁶ Por lo tanto, para estos países, independientemente del diseño del mercado, el Operador del Mercado (OM) construye la curva de oferta de acuerdo a criterios económicos. Así, la organización de estos mercados es similar al mecanismo del mercado mayorista de electricidad o “pool”.

En un “pool”, la operación de las unidades de generación está subordinada al despacho económico realizado en forma centralizada, basado en costos u ofertas de precio. El precio de equilibrio del mercado resulta de la intersección de las curvas de oferta y de demanda, siendo igual al costo marginal del sistema, en condiciones de competencia. Idealmente, los generadores son despachados cada hora por el OM, siempre y cuando sus Costos Variables de Producción (CVP) o sus ofertas de precios, sean inferiores o iguales al Costo Marginal del Sistema (CM), sujeto a las restricciones técnicas de operación. Por su parte, dado que la demanda de electricidad en los sistemas pertenecientes al MER es muy inelástica, ésta se determina como una cantidad fija (línea vertical) para cada hora. La intersección de las curvas de oferta y demanda representa el equilibrio del mercado y se corresponde con el CM. La influencia del CM para determinar el precio de la energía en el mercado dependerá del tipo de organización del mercado mayorista.

En la región se pueden distinguir dos tipos de Mercados Mayoristas de Electricidad, en función de cómo se forma el precio en los mismos:

- **Mercados Tipo 1:** El precio de mercado está basado en el Costo Medio de Producción (CMe) y compra de energía por parte de un agente único. Es decir, el precio horario resulta del cociente de los Costos Totales (costo de producción de las plantas propias y costo de los contratos de compra a generadores independientes) y la cantidad de energía suministrada cada hora (MWh). Este es el tipo de mercado propio de Costa Rica y Honduras.
- **Mercados Tipo 2:** El precio de mercado es determinado por el CVP de la central más cara despachada para satisfacer la demanda.²⁷ Este CVP es por tanto, el CM. Los generadores son retribuidos a este precio por cada MWh que producen, mientras la demanda paga dicho precio por cada MWh consumido. Este es el tipo de mercado imperante en Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá, caracterizados por ser mercados marginalistas en competencia, con múltiples agentes.

26 CVP de las centrales térmicas y el valor del agua para las plantas hidroeléctricas.

27 El precio de equilibrio del mercado representa entonces el costo de demandar un MWh adicional de energía, es decir el costo marginal CM.

Aun dentro de un esquema de despacho similar para los seis países, aparecen diferencias en cuanto a la manera en que se consideran las transacciones internacionales en dicho despacho y precios. En la Figura 53 se muestran las diferentes alternativas adoptadas por cada uno de los países.

En los seis sistemas de la región, las importaciones disminuyen el costo de la energía por la sustitución de oferta doméstica por oferta importada, afectando los precios de mercado. En los Mercados Tipo 1, las importaciones disminuirán el costo total de compra de energía y, en consecuencia, se observará una reducción en el precio de mercado. En el caso de los Mercados Tipo 2, las importaciones disminuyen el CM, repercutiendo de manera directa en una reducción sobre el precio mayorista.²⁸

En cuanto a la inclusión de las exportaciones en los despachos y precios nacionales, los mecanismos varían por país. El Salvador y Panamá las incluyen como incremento en la demanda, aumentando el CM. En Nicaragua las exportaciones no afectan el CM. En Honduras y en Costa Rica las exportaciones disminuyen el Costo Total del sistema al reducir el incremento de costo de generación resultado de las exportaciones con los ingresos percibidos por la exportación. En cambio, Guatemala adopta una posición intermedia, separando las transacciones de oportunidad, que no afectan el CM, de la energía contratada que si lo afecta.

Por último, es conveniente señalar que en los sistemas Tipo 2 de múltiples agentes el diseño de mercado es híbrido, ya que permite la existencia simultánea de un “pool” y de contratos bilaterales financieros. En este diseño, el OM determina el precio de mercado sin necesidad de identificar las transacciones bilaterales que se producen. Por ello, los contratos no tienen implicancias en el despacho dentro del “pool”, aunque sin duda tiene efectos distributivos entre los agentes.

2. Cuantificación del beneficio económico neto

De acuerdo con la metodología descrita en el Anexo IV y con base en los datos disponibles, se realiza el cálculo de los beneficios económicos netos asociados a los intercambios que tuvieron lugar en el MER en el período junio 2013 - diciembre 2015.

Para cada mercado y día del período objeto de análisis, se ha utilizado la información de base siguiente: (i) predespacho horario nacional (incluyendo exportaciones e importaciones); (ii) lista de mérito; (iii) resumen diario de operación recogido en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), publicado mensualmente por el EOR.

Como se señala en el Anexo IV, al desconocerse en general, a lo largo del período de análisis, el precio de las exportaciones (PX) e importaciones (PM) realizadas con base las ofertas de inyecciones y retiros presentadas al Mercado de Oportunidad Regional (MOR) y los precios de los contratos de compra-venta del mercado de Contratos Regional (MCR), se ha considerado como aproximación al precio horario de exportación (PX), el promedio de los precios nodales en el país exportador y en el caso del precio de importación (PM), el promedio de los precios nodales en el país importador.

²⁸ Es factible, sin embargo, que el CM no se vea afectado si la cantidad importada en una hora determinada no alcanza a desplazar totalmente a la planta de generación que margina en esa hora.

a. Cálculo del beneficio de las importaciones

Para poder cuantificar el beneficio derivado de las importaciones de energía del MER obtenido por los mercados de los diversos países, se requiere cuantificar la ganancia de eficiencia (Área C) y el ahorro en los costos de producción (Área D), contemplados en la Figura 5 del Anexo IV (Análisis de Excedentes con Precio Igual al Costo Marginal e Importaciones).

Ganancia de Eficiencia (GE)

$$GE (\text{Área C}) = \sum_{d=1}^{d=n} [P_d * (CVP_d - CM)]$$

Donde P_d es la capacidad disponible del generador d que se hubiese despachado en el caso de no haberse producido importaciones (MW); es decir $\sum_{d=1}^{d=n} P_d$ es la potencia desplazada por las importaciones; CVP_d es el Costo Variable de Producción de cada unidad que se hubiese despachado de no haber tenido lugar las importaciones; y CM es el Costo Marginal del Sistema o precio de mercado por efecto de las importaciones.

Ahorro de Costos de Producción (ACP)

$$ACP (\text{Área D}) = \sum_{d=1}^{d=n} [P_d * (CM - PM)]$$

Donde P_d es la capacidad disponible del generador d que se hubiese despachado en el caso de no haberse producido importaciones (MW); es decir $\sum_{d=1}^{d=n} P_d$ es la potencia desplazada por las importaciones; CM es el Costo Marginal del Sistema o precio de mercado por efecto de las importaciones; y PM es el precio de importación (como en general, se desconoce el valor de PM , se ha considerado como valor estimado, a efectos de los cálculos correspondientes, el promedio del precio nodal del MER en el país importador $PM \approx PNi$).

Con base en la información disponible y en aplicación de la formulación descrita previamente, se ha calculado el beneficio asociado a las importaciones del MER para cada uno de los países centroamericanos a lo largo del período de análisis, obteniéndose los resultados recogidos en la Figura 54.

b. Cálculo del beneficio de las exportaciones

Como se contempla en la Figura 6 del Anexo IV (Análisis de Excedentes con Exportaciones de Energía Eléctrica), para determinar el beneficio de las exportaciones de energía del MER en el período de análisis en los diferentes mercados, es necesario cuantificar el Área C de esa figura y lo que se ha denominado superávit de exportaciones (Área D) a partir de las fórmulas siguientes:

$$\text{Área C} = \sum_{a=1}^{a=n} [P_a * (CM - CVP_a)]$$

País	Beneficios Importaciones de Energía (junio 2013 - diciembre 2015)							
	2013		2014		2015		Total	
	GWh	US\$	GWh	US\$	GWh	US\$	GWh	US\$
Guatemala ²⁹	0,0		1,4		1,0		2,4	
El Salvador	300,0	2.814.097	618,7	6.905.941	983,8	15.325.534	1.902,5	25.045.572
Honduras	92,4	1.992.477	320,4	48.526.752	141,8	17.277.783	554,6	67.797.012
Nicaragua ³⁰	47,0		22,3		25,3		94,6	
Costa Rica ³¹	61,4	774.130	251,6	41.056.428	182,7	5.987.826	495,7	47.818.384
Panamá	8,0	544.236	189,3	5.605.726	17,1	2.013.244	214,4	8.163.206
Total:	508,8	6.124.940	1.318,4	102.094.847	1.351,7	40.604.387	3.264,2	148.824.174

Figura 54 - Cuantificación del Beneficio Derivado de las Importaciones de Energía del MER

Donde P_a es la capacidad despachada del generador a para atender las exportaciones (MW), es decir $\sum_{a=1}^{a=n} P_a$ es la potencia exportada; CM el Costo Marginal del Sistema o precio de mercado en la hora correspondiente después de la exportación; y CVP_a es el Costo Variable de Producción de cada una de las unidades de generación, despachadas para atender las exportaciones.

Superávit de Exportaciones (SE)

$$SE (\text{Área D}) = \sum_{a=1}^{a=n} [P_a * (PX - CM)]$$

Donde es la capacidad despachada del generador a para atender las exportaciones (MW), es decir $\sum_{a=1}^{a=n} P_a$ es la potencia exportada; PX es el precio de las exportaciones (como en general se desconoce el valor de PX , se ha considerado como valor estimado, a efectos de los cálculos correspondientes, el promedio del precio nodal del MER en el país exportador $PX \approx PNx$); y CM el Costo Marginal del Sistema o precio de mercado, en la hora correspondiente después de la exportación.

Con base en la información disponible y en aplicación de las fórmulas descritas anteriormente, en la Figura 55 se determinan los beneficios por efecto de las exportaciones de electricidad del MER, obtenidos por los diversos mercados en el período analizado.

29 Dado que el volumen de importaciones de Guatemala han sido poco significativas durante el período de análisis (aproximadamente 2,4 GWh), no se ha cuantificado el beneficio.

30 Debido a que las importaciones de Nicaragua resultaron relativamente bajas y por tanto, los beneficios asociados a las mismas, no se efectuó el cálculo correspondiente.

31 Para la cuantificación del beneficio derivado de las importaciones en el caso de Costa Rica, se ha seguido la metodología utilizada por la ARESEP, la cual determina el beneficio por diferencia entre el costo de producción horario en que hubiese incurrido el sistema al haber generado la energía importada con generación nacional y el monto al cual se adquirió la energía importada (PM).

País	Beneficios Exportaciones de Energía (junio 2013 - diciembre 2015)							
	2013		2014		2015		Total	
	GWh	US\$	GWh	US\$	GWh	US\$	GWh	US\$
Guatemala	406,9	28.741.435	986,5	56.772.232	842,6	23.945.255	2.236,1	109.458.921
El Salvador	23,2	1.430.013	238,0	5.124.145	82,2	1.744.462	343,4	8.298.620
Honduras ³²	2,9	101.907	4,1	131.162	2,7	41.548	9,7	274.617
Nicaragua	1,1	63.985	49,0	4.396.474	21,5	2.202.326	71,6	6.662.785
Costa Rica ³³	17,3	524.703	69,7	3.586.533	280,1	13.496.253	367,1	17.607.490
Panamá	71,1	3.190.605	98,5	9.829.285	139,4	860.239	309,0	13.880.129
Total:	522,5	34.052.649	1.445,9	79.839.831	1.368,5	42.290.083	3.336,9	156.182.562

Figura 55 - Cuantificación del Beneficio Derivado de las Exportaciones de Energía al MER

En la Figura 56 se incorpora un resumen de los beneficios obtenidos por los seis mercados entre junio 2013 y diciembre 2015, como consecuencia de las transacciones realizadas en el MER.

País	Beneficios Derivados de los Intercambios de Energía en el MER (US\$)			
	(junio 2013 - diciembre 2015)			
	2013	2014	2015	Total
Guatemala	28.741.435	56.772.232	23.945.255	109.458.921
El Salvador	4.244.110	12.030.086	17.069.996	33.344.192
Honduras	2.094.384	48.657.914	17.319.331	68.071.629
Nicaragua	63.985	4.396.474	2.202.326	6.662.785
Costa Rica	1.298.833	44.642.961	19.484.079	65.425.874
Panamá	3.734.841	15.435.011	2.873.483	22.043.335
Total:	40.177.589	181.934.678	82.894.470	305.006.736

Figura 56 - Cuantificación Beneficios Económicos de los Intercambios de Energía en el MER

Con el objeto de cuantificar adecuadamente los beneficios económicos para los mercados centroamericanos derivados de las transacciones del MER a lo largo del período de análisis, es necesario considerar los cargos y abonos asociados a los flujos de energía transferidos para sufragar y/o remunerar el servicio de transmisión de los intercambios regionales (Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional vinculado al Cumplimiento de Compromisos Contractuales -CMORC- o los abonos por Costos Variables de Transmisión -CVT- y Venta de Derechos de Transmisión -IVDT-), así como los cargos para afrontar los costos de inversión, mantenimiento y operación de la infraestructura, incluyendo el Ingreso Autorizado Regional (Cargo SIEPAC³⁴), y el presupuesto de funcionamiento del propio MER (Servicios de regulación del MER -Cargo CRIE- y los Servicios de Operación del Sistema -Cargo EOR-).

32 Puesto que el volumen de exportaciones de Honduras ha sido muy reducido, no se realizaron los cálculos correspondientes de acuerdo a la metodología expuesta en el documento. Se ha incorporado la información facilitada por la ENEE como la diferencia entre el precio de venta de la energía exportada (PX) y el costo de generación de dicha energía por los productores nacionales.

33 Para la determinación del beneficio derivado de las exportaciones de Costa Rica, se ha empleado la metodología aplicada por la ARESEP, cuantificando el beneficio por diferencia entre el valor de venta de la energía exportada (PX) y el costo de producción horario de la energía generada por los productores nacionales para atender las exportaciones.

34 Los CVTs que se recaudan en el MOR y en el MCR contribuyen también a sufragar los gastos de funcionamiento de la EPR y los costos de inversión, mantenimiento y operación de la infraestructura regional.

En la Figura 57 se recogen los beneficios netos obtenidos por cada uno de los mercados eléctricos centroamericanos,³⁵ considerando el efecto de los cargos (se sustraen del beneficio previamente calculado) y abonos (se adicionan al beneficio) mencionados en los diferentes sistemas.

País		2013	2014	2015	Total
Guatemala	Beneficio Intercambios	28.741.435	56.772.232	23.945.255	109.458.921
	Cargos (-) / Abonos (+)	(6.696.303)	(6.397.013)	(8.701.886)	(21.795.203)
	Beneficio Neto	22.045.132	50.375.218	15.243.369	87.663.718
El Salvador	Beneficio Intercambios	4.244.110	12.030.086	17.069.996	33.344.192
	Cargos (-) / Abonos (+)	(9.141.286)	(18.910.836)	(12.692.873)	(40.744.995)
	Beneficio Neto	(4.897.175)	(6.880.750)	6.399.624	(7.400.803)
Honduras	Beneficio Intercambios	2.094.384	48.657.914	17.319.331	68.071.629
	Cargos (-) / Abonos (+)	(8.081.745)	(2.205.766)	(6.245.673)	(16.533.184)
	Beneficio Neto	(5.987.361)	46.452.148	11.073.658	51.538.445
Nicaragua	Beneficio Intercambios	63.985	4.396.474	2.202.326	6.662.785
	Cargos (-) / Abonos (+)	(2.360.118)	(2.496.384)	(841.015)	(5.697.517)
	Beneficio Neto	(2.296.133)	1.900.090	1.361.311	965.268
Costa Rica	Beneficio Intercambios	1.298.833	44.642.961	19.484.079	65.425.874
	Cargos (-) / Abonos (+)	(11.225.515)	(21.113.791)	(21.076.986)	(53.416.292)
	Beneficio Neto	(9.926.682)	23.529.170	(1.592.906)	12.009.582
Panamá	Beneficio Intercambios	3.734.841	15.435.011	2.873.483	22.043.335
	Cargos (-) / Abonos (+)	(6.394.273)	(15.554.781)	(12.875.031)	(34.824.086)
	Beneficio Neto	(2.659.432)	(119.771)	(10.001.548)	(12.780.751)
Total	Beneficio Intercambios	40.177.588	181.934.678	82.894.470	305.006.736
	Cargos (-) / Abonos (+)	(43.899.241)	(66.678.571)	(62.433.464)	(173.011.276)
	Beneficio Neto	(3.721.652)	115.256.106	20.461.006	131.995.460

Figura 57 - Beneficios Netos Derivados de las Transacciones del MER (junio 2013-diciembre 2015)

Como se aprecia por los resultados recogidos en la Figura 57, considerando los cargos y abonos señalados, en el periodo de análisis los beneficios económicos netos alcanzados por los diversos mercados eléctricos de los países que participan del MER han sido desiguales. Mientras el mercado de Guatemala ha cosechado un beneficio económico neto relevante (aproximadamente US\$87,7MM), fruto de su participación en las transacciones del MER, se constata que otros mercados como el de El Salvador o Panamá, no han logrado obtener beneficios netos en el conjunto del período (materializando pérdidas de US\$7,4MM y US\$12,8MM, respectivamente).

Por otro lado, en cuanto a la distribución y reparto de los beneficios económicos derivados de las transacciones de electricidad en el MER en el período considerado, se constata³⁶ que persisten algunas regulaciones nacionales que no contribuyen a que los usuarios finales y, en particular, los regulados, puedan aprovechar convenientemente los beneficios derivados de los intercambios regionales de electricidad. En este mismo sentido, el hecho de que, en la mayoría de los mercados eléctricos de los países de América Central, se haya impuesto

35 Información obtenida de los Documentos de Transacciones Económicas Regionales (DTER) de junio 2013 - diciembre 2015 publicados por el EOR.

36 Castro, M. Mayo 2016.

la estrategia de abastecer la demanda mediante la suscripción de contratos de suministro a precio fijo y de largo plazo, ha implicado que la mayor parte de los beneficios generados por las transacciones regionales en el período se hayan distribuido entre agentes generadores y comercializadores.

IV. ECONOMÍA POLÍTICA DE LA INTEGRACIÓN: ¿PUEDE AVANZAR LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL EN AMÉRICA CENTRAL?

Distintos estudios han mostrado como los beneficios de la interconexión eléctrica en América Central dependen del grado de coordinación de la expansión de la generación y la operación regional. Más aún, como se mostró en el capítulo anterior, los beneficios resultantes de lograr una mayor integración eléctrica regional en el MER son bastante significativos, debido al aprovechamiento de las economías de escala y de la complementariedad de recursos de la región, en especial las energías renovables, brindando una mayor seguridad del suministro y conformando una matriz energética diversificada con costos competitivos para los consumidores.

En particular se busca que la consolidación del MER permita:

- Incrementar la eficiencia del abastecimiento regional de electricidad
- Desarrollar proyectos para abastecer la demanda regional
- Incrementar la competencia y seguridad del suministro de electricidad
- Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión a escala regional
- Promover e incrementar los intercambios de electricidad de oportunidad
- Normalizar los criterios operativos de calidad y seguridad en la región

Por lo tanto, este es un mercado que brinda oportunidades para sus participantes en aras de garantizar un abastecimiento de energía confiable en la región, y que sea ambiental y socialmente sostenible.

La integración de tecnologías de energías renovables y limpias, con costos razonables, como la energía solar, la hidroeléctrica y la eólica, generarán importantes beneficios a largo plazo para América Central. Estas energías aumentarán la seguridad energética al usar un recurso propio, inagotable e independiente, que será complementario con las importaciones de recursos primarios como el gas natural licuado (GNL), el carbón o los combustibles líquidos, mejorando la sostenibilidad, reduciendo la contaminación, disminuyendo los costos de mitigación del cambio climático, permitiendo el aprovechamiento de las economías de escala y propiciando que los precios de la energía sean más competitivos en toda la región.

En este sentido, sí bien se espera un desarrollo futuro importante del MER, es necesario reconocer las dificultades que se han tenido para lograr un mayor ritmo en el proceso de integración, pudiéndose afirmarse que su gradualidad ha resultado más lenta de lo previsto. En consecuencia, teniendo en cuenta el Plan Estratégico del MER, producto conjunto del CDMER, de la CRIE y del EOR, aprobado a finales del 2015, y posteriormente el análisis de las barreras que han dificultado la integración regional y otras recomendaciones complementarias a este Plan Estratégico Conjunto, en este capítulo se describen las posibilidades de lograr una mayor integración eléctrica en la región que permita obtener los beneficios plenos de la misma.

A. Plan Estratégico Conjunto (CDMER, CRIE y EOR) del MER

A partir de 2013, con la puesta en operación del RMER, el CDMER centró sus esfuerzos en analizar los temas que introducían barreras al desarrollo del MER, identificándolos, fijando hojas de ruta, y asignando roles y responsables para su ejecución. En 2014 se dispuso iniciar un proceso de coordinación más formal e intenso entre las actividades del CDMER, la CRIE y el EOR, y se acordó: (i) crear una instancia ejecutiva, el Comité Técnico (Equipo Estratégico del MER), compuesto por los Secretarios Ejecutivos de los tres entes; y (ii) desarrollar Reuniones Tripartitas o Conjuntas de sus Juntas Directivas.

Como consecuencia de la Reunión Conjunta de las Juntas Directivas de CDMER-CRIE-EOR celebrada el 4 de septiembre de 2014, se aprobó la elaboración de un primer Plan Estratégico Conjunto CDMER-CRIE-EOR y el establecimiento de una Hoja Ruta del MER, sobre la base de los planes estratégicos de cada una de las tres instituciones. El Equipo Estratégico desarrolló una Agenda Estratégica Regional, orientada al alineamiento de los tres organismos regionales en sus temas comunes, a partir de sus planes estratégicos vigentes, la cual fue aprobada finalmente en diciembre de 2015, y tiene los siguientes cinco Objetivos Estratégicos:

1. Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico regional, alcanzando una mayor coordinación interinstitucional entre los tres organismos, y el establecimiento de un mecanismo neutral e independiente para la revisión de las decisiones regulatorias.
2. Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional, consolidando la normativa regional bajo un cuerpo normativo unificado, desarrollar los temas aún pendientes (tales como la implementación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de largo plazo, la finalización de las normas transitorias contenidas en el Procedimiento de Detalle Complementario, y la revisión de la metodología tarifaria de la Red de Transmisión Regional, entre otros).
3. Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional, generando las condiciones regulatorias y un sistema de planificación que permitan la atracción y desarrollo de plantas de generación de escala regional y movilicen la expansión de la red regional de transmisión y los refuerzos de transmisión requeridos en los sistemas.
4. Promover el desarrollo de la armonización regulatoria, para contar con interfaces operativas evaluadas y monitoreadas en su efectiva aplicación, y, por otra parte, ampliar la agenda de la armonización a las condiciones mínimas que deberán cumplir las regulaciones de los distintos mercados nacionales para alcanzar el mercado regional eléctrico competitivo buscado por el Tratado Marco.
5. Ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales, para lograr una operación técnica acorde con los criterios de calidad, seguridad y desempeño del MER, para luego avanzar en el desarrollo de un marco político, legal y regulatorio entre el MER y los mercados bilaterales México - Guatemala y el futuro mercado bilateral Panamá-Colombia, que requerirá de un proceso más amplio de debate y consensos entre las diferentes partes y jurisdicciones involucradas.

Para alcanzar los objetivos trazados e implementar la Agenda Estratégica Regional, el Comité Técnico identificó 15 acciones o Iniciativas Estratégicas (IE) en la forma de programas y proyectos a ejecutar de duración limitada, los cuales no forman parte de las tareas cotidianas de los tres organismos regionales. El resumen del Plan Estratégico Conjunto del MER se muestra en la Figura 58:

Tema	Aspecto clave	Iniciativa	Resp.	2015		2016		2017		2018		2019						
				1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3
Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento regional	Establecimiento de mecanismos de coordinación interinstitucional entre los tres organismos regionales	1) Desarrollo de mecanismos comunes de coordinación interinstitucional, monitoreo y seguimiento	CDMER															
	Diseño e implementación de un mecanismo de revisión independientes e imparcial de las decisiones regulatorias	2) Desarrollo de recursos ante decisiones de la CRIE y mecanismos para solución de controversias - Mandato de la Reunión Conjunta	CDMER															
Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional	Revisión y consolidación de la Regulación Regional vigente, bajo un solo cuerpo normativo, unificado, sólido y previsible	3) Consolidación del RMER y Resoluciones CRIE (regulaciones transitorias y aspectos no implementados) - Mandato de la Reunión Conjunta	CRIE															
	Instrumentos legales para el desarrollo y consolidación del mercado, incluyendo los que se indican en el Tratado Marco y sus Protocolos	4) Evaluación de Instrumentos Legales para el desarrollo y consolidación del MER, incluyendo el mandato de la Reunión Conjunta referida a los tributos	CDMER															
	a) Desarrollo y puesta en operación de los procesos establecidos en la Regulación pendientes de implementar	5) Desarrollo e implementación de CF y DT LP (incluyendo evaluación CRPS y DT CP) - Mandato de la Reunión Conjunta	CRIE															
	b) Seguimiento y evaluación de los resultados de los CRPS y DF de corto plazo recientemente implementados.																	
	c) La revisión regulatoria e implementación de los CF y DT de LP																	
	Finalización vigencia de las normas transitorias contenidas en el PDC, especialmente en lo referido al posdespacho y el proceso comercial de desviaciones	6) Revisión e implementación del proceso SIMECR, proceso posdespacho y el proceso comercial de transacciones por desviaciones en tiempo real - Mandato de la Reunión Conjunta	EOR															
	La revisión de la metodología tarifaria de la RTR	7) Revisión de la metodología tarifaria de la transmisión regional (incluye rentas de congestión)	CRIE															
Regulación de las aperturas de la línea SIEPAC para conexión de generación y carga nacional	8) Desarrollo de regulación para conexión a la Línea SIEPAC - Mandato de la Reunión Conjunta	CRIE																
Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional	La implementación del Sistema Regional de Planificación (SPTR).	9) Implementación del SPTR y presentación de los estudios de las obras de transmisión y generación regional requeridas. Mandato Reunión Conjunta	EOR															
	Coordinación de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión nacionales con la planificación de la expansión del sistema de transmisión regional	10) Desarrollo de interfaces para la coordinación de la planificación de transmisión nacional y regional - Mandato Reunión Conjunta	CDMER															
	Desarrollo de mecanismos regulatorios regional y nacionales para la ejecución de la expansión de la transmisión nacional (refuerzos nacionales), para alcanzar la capacidad de transmisión regional de 300 MW entre pares de países.	11) Mecanismos regulatorios para la ejecución de refuerzos nacionales y monitoreo de la capacidad de transmisión regional - Mandato Reunión Conjunta	CDMER															
	El diseño de procesos de licitación de proyectos de generación de escala regional, coordinando los sistemas de compras de abastecimiento nacionales.	12) Diseño de procesos de coordinación de compras y licitación de proyectos de generación regional	CDMER															
Participación y contribución elaboración de una propuesta consensuada para el desarrollo de la generación eléctrica en base a gas natural en América Central																		
Promover el desarrollo de la armonización regulatoria	El diseño e implementación de mecanismos de monitoreo, evaluación, mejora y control de las interfaces operativas aprobadas.	13) Mecanismos de evaluación y propuestas de mejora de las interfaces regulatorias	CDMER															
	El lanzamiento de una iniciativa de armonización regulatoria orientada al avance del Mercado Eléctrico Regional																	
Ampliar y mejorar la operación de las interconexiones extra-regionales	La mejora de la operación técnica de la interconexión Guatemala – México.	14) Opciones de mejora regulatoria de operación técnica de la interconexión Guatemala-México	EOR															
	Desarrollar el marco político, legal y regulatorio entre el MER y los mercados bilaterales México - Guatemala y el futuro mercado bilateral Panamá-Colombia, incluyendo la operación coordinada de los mercados eléctricos de México y Colombia con el MER	15) Marco político, legal y regulatorio de las interconexiones extra-regionales	CDMER															

Figura 58 - Plan Estratégico Conjunto CDMER-CRIE-EOR del MER

B. Principales barreras que impiden una mayor integración del MER

Para la presente publicación se han analizado las principales barreras que han obstaculizado un mayor grado de desarrollo y consolidación del MER, y se han relacionado con los Objetivos Estratégicos y las IE definidas en el Plan Estratégico. Si bien el Plan Estratégico Conjunto aborda las barreras y se encuentra en fase de implementación, se ve necesario complementarlo con las recomendaciones y nuevas acciones descritas dirigidas a superar las barreras al desarrollo y consolidación del MER.

La puesta en funcionamiento del MER bajo el RMER en los últimos tres años y el análisis de las barreras por parte de las tres instituciones, han dado como resultado que los países hayan llegado a un consenso de la necesidad de mejorar diferentes aspectos de la regulación regional y que algunos de ellos requieren de legislación regional adicional. Por tanto, una de las acciones más importantes para mitigar las barreras, la cual forma parte de la Iniciativa #4 incluida en el Plan Estratégico, es el desarrollo y aprobación de un Tercer Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tercer Protocolo). Los temas a incluir en el Tercer Protocolo deberán limitarse a aquellos que no pueden ser resueltos por decisiones administrativas de las instituciones regionales con sus facultades actuales, para así modificar lo menos posible el Tratado Marco y sus dos Protocolos. En cada una de las barreras se mencionan aquellos temas importantes a incluir en el Tercer Protocolo, entre los que se destacan, pero no se limitan a:

- Revisión de la gradualidad del Tratado Marco para incluir hitos que profundicen la integración eléctrica regional.
- Institucionalidad y financiamiento del CDMER;
- Tratamiento de los tributos relacionados a las transacciones de energía regional y al servicio de transmisión regional;
- Mejoramiento del régimen de sanciones;
- Definición de la institucionalidad y proceso de toma de decisiones de la Planificación Regional;
- Criterios de coordinación de la planificación regional con la nacional;
- Criterios para el desarrollo de los refuerzos de transmisión nacional de la RTR;
- Criterios para el desarrollo y coordinación de licitaciones de compra de energía para impulsar la generación regional;
- Recurso de apelación ante las decisiones de la CRIE;
- Interconexión del MER y el Sistema Eléctrico Regional (SER) con mercados y sistemas eléctricos extra-regionales;

A continuación se analizan las principales barreras, organizadas por Objetivo Estratégico.

1. Para fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico

Las principales barreras que afectan alcanzar el Objetivo Estratégico #1: Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico, son:

a. Voluntad política para profundizar la integración

En principio, hay voluntad política de los países que integran el MER para lograr una mayor

integración en el campo energético, razón por la cual se ha avanzado en varios aspectos y se cuenta con un marco jurídico y normativo que soporta el MER.

Esta voluntad política se traduce en el Tratado Marco del MER y sus Protocolos, en los acuerdos de Integración Energética Mesoamericana, en los acuerdos de las Cumbres de las Américas para la integración regional, las declaraciones de las reuniones ministeriales y presidenciales de los representantes de la región, el apoyo del Departamento de Estado de los Estados Unidos y la voluntad de las instituciones del MER. Esto último se constata con la realización de un Plan Estratégico Conjunto, donde prima el objetivo regional, el cual quedó plasmado en la Hoja de Ruta para el MER, plan desarrollado con el apoyo de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), donde se identificaron las principales prioridades para obtener una mayor coordinación y ejecución de las iniciativas para lograr los objetivos trazados para el MER.

A pesar de esta voluntad, se presentan dificultades por la diversidad de objetivos estratégicos de cada uno de los países, que han hecho que el proceso de integración resulte más lento de lo previsto y que la voluntad política no siempre sea una constante en todos los países o su desarrollo no siempre haya cumplido con las expectativas previstas por los presidentes y ministros de cada uno de ellos.

Lo anterior se puede ver reflejado en acciones donde se ha evidenciado poca colaboración y compromiso con lo regional, para cumplir plenamente los objetivos comunes que se ha trazado la integración del MER. Falta un mayor esfuerzo político, financiero y económico para incorporar en todos los planes nacionales de expansión de la transmisión, las obras que se requieren para garantizar, en forma permanente, la disponibilidad de la capacidad de transmisión de la línea SIEPAC, fijada por la CRIE.

Para mitigar esta barrera se recomienda que como parte del Tercer Protocolo se implemente un mecanismo que garantice, de manera oportuna y a lo largo del tiempo, el restablecimiento y mantenimiento de la capacidad de transmisión de la línea SIEPAC, y se considere una revisión del principio de gradualidad del Tratado Marco para profundizar en el proceso de integración eléctrica regional.

b. Aversión al riesgo de racionamiento

En lo político se ha identificado la aversión al riesgo de un eventual racionamiento en cualquiera de los países, teniendo en cuenta que el sector eléctrico es motor fundamental para la economía de un país.

Dada esta alta aversión al riesgo de un racionamiento energético, los gobiernos pueden verse motivados a suspender las exportaciones para darle prioridad al abastecimiento de la demanda local. Sin embargo, la planificación basada en criterios de confiabilidad, tanto nacional, como regional, permitiría tener elementos adicionales para manejar adecuadamente los recursos. Hoy en día la región cuenta con suficiente experiencia ante eventos de bajos aportes hídricos para poder incorporar estas variables tener una hoja de ruta y control para las instituciones, agentes y la demanda, permitiendo superar las condiciones extremas bajo la premisa de respeto a los compromisos adquiridos.

Como posibles soluciones a esta situación, se tiene como base en la región lo que ya se ha avanzado a nivel de cada país, plasmado en las reglas de cada mercado, donde se establece

que las distribuidoras locales deben cumplir el compromiso de satisfacer las necesidades de energía mediante contratos de largo plazo. Para dar confianza a las autoridades y a la comunidad de cada país, de manera complementaria, es primordial contar con márgenes de reserva de generación a nivel local y regional que permitan enfrentar atrasos de proyectos y aumentos de consumos de energía que puedan poner en riesgo la seguridad de suministro de uno o varios países de la región. Con esta confianza, se podría lograr que un país acepte que la confiabilidad para atender sus necesidades, la obtiene con compromisos firmes de compra a agentes localizados en otro país, respaldados por la interconexión regional.

Para dar esa confianza a los gobiernos y a la población de Centroamérica es conveniente tener un margen de reserva en la región, con un indicador global y por país, que permita hacer un adecuado y transparente seguimiento.

Como complemento a lo anterior, se sugiere partir de la premisa de que las cantidades de potencia firme que un agente puede exportar al mercado regional es resultante del balance de su oferta, descontando sus compromisos de entrega en el mercado nacional. Es decir, la energía firme de exportación debe estar comprometida en el mercado nacional del agente exportador.

Contar con un margen de reserva de confiabilidad adecuado, sumado al balance regional y nacional, son medidas necesarias para la planeación coordinada que buscan evitar materializar los riesgos de racionamiento, en casos de atrasos de proyectos, fallas de los equipos de generación y eventos de sequía extrema.

Para mitigar esta barrera se recomienda que como parte del Tercer Protocolo se implemente el desarrollo de licitaciones para la compra conjunta o simultánea de energía firme regional de largo plazo por parte de los agentes distribuidores de varios países y la definición de un margen de reserva regional que permita enfrentar situaciones de racionamiento en alguno de los países pertenecientes al MER.

c. Autonomía energética

El paradigma existente que hace que todos los países promuevan la expansión de generación eléctrica requerida por sus mercados, de forma de asegurar su autosuficiencia, a pesar de que sea mejor económicamente comprar energía en el MER, conduce a que el MER se comporte como un mercado de excedentes, dificultando el desarrollo de proyectos de generación regionales y el incremento de las transacciones en el MER.

Es importante que la región tome conciencia de que no se pierde autonomía nacional cuando se apoya un proyecto de generación regional. Todo lo contrario: Se busca sostenibilidad y complementariedad de los recursos, dado que hay reglas claras y conocidas que se deben honrar y priorizar una vez establecidos los compromisos que sostienen los intercambios de energía en el largo plazo. Para ello es esencial que las labores de pedagogía y comunicación social, difundan entre todos los consumidores la información sobre las ventajas y beneficios del MER, con el fin de que prime el bienestar común y se fortalezcan las reglas del juego.

Con el aumento de una matriz diversificada y con un buen margen de reserva, es posible cumplir estos propósitos, aún en eventos extremos de hidrología y atraso de los planes de expansión.

Como principio general para superar esta barrera, es necesario que prevalezcan los compromisos adquiridos en los contratos firmes regionales de largo plazo, aún en eventos de criticidad energética en el mercado local. Esto es indispensable para incentivar la construcción de nuevas plantas con vocación y motivación exportadora de carácter regional en el MER.

Para el caso de un contrato firme regional de largo plazo firmado entre agentes de diferentes países, se debe garantizar la entrega de la energía aún en momentos de escasez en el país exportador. Esto requiere que se establezcan en los contratos, mecanismos legales que busquen el cumplimiento de los compromisos adquiridos, lo cual en la práctica se traduce en causales de penalización ante eventos de incumplimiento para cualquiera de las partes. Adicionalmente, el comprador podrá exigir las garantías de cumplimiento al vendedor, a establecerse por medio del sector financiero. Se recomienda explicitar en el Tercer Protocolo la prevalencia de los compromisos adquiridos en contratos regionales.

d. Sesgos contra la exportación de recursos naturales

Se presentan sesgos percibidos contra la exportación de recursos naturales y la dependencia de energía importada, impidiendo el uso eficiente de los recursos renovables de la región.

Por tanto, otra barrera a superar es la de los subsidios nacionales a la generación basada en fuentes renovables no convencionales. Estos subsidios nacionales generan una distorsión y llevan a la sub-optimización de los recursos en la región. El diseño e implementación de la política regional debe propender por la eliminación de estas distorsiones, con el precepto de que primen los objetivos del Tratado Marco y sus Protocolos. Para eliminar el sesgo hacia lo nacional, se requieren directrices en cada uno de los países para establecer una política energética que dé impulso a la sostenibilidad regional con criterios y principios de reciprocidad entre los países y la región.

La consideración de limitar los beneficios de una energía barata y limpia, frena el desarrollo regional y des-optimiza el potencial de crecimiento. En el impulso que se dé a las energías renovables, bien sea por medio de subsidios directos o por medio de disminución de aranceles de importación o cualquier otro incentivo, debe primar el interés regional para aprovechar las economías de escala, teniendo en cuenta el gran potencial energético con características de energías renovables limpias.

En este punto también es válido el fomento a la inversión privada en todos los eslabones de la cadena del servicio para que logre desarrollar proyectos sostenibles y competitivos, con cierto nivel de riesgo manejable que estimule la mayor participación de actores internacionales, para lo cual se necesitan reglas claras y estables durante la operación del proyecto.

También es importante tomar en cuenta el manejo de la variabilidad de las energías renovables intermitentes en la operación técnica - comercial de los mercados nacionales y el MER para analizar su incremento a gran escala.

El CDMER, en coordinación con las instituciones rectoras a nivel nacional, debe elaborar una política y un plan de acción para avanzar en una mayor integración eléctrica regional, mediante el alineamiento de los objetivos nacionales y el regional.

e. Incipiente coordinación interinstitucional

El fortalecimiento de las instituciones que lideran el desarrollo del MER es un compromiso de carácter nacional y regional que cubre aspectos desde lo técnico hasta lo regulatorio, jurídico, político y económico. La debilidad de cualquiera de ellos, o falta de coordinación entre las mismas, constituye una barrera importante para lograr avances en el MER.

El análisis del gobierno corporativo para la toma de decisiones en las tres instituciones que lideran este cambio -- la CRIE, el EOR y el CDMER -- es esencial, destacando el avance que se obtuvo con la aprobación en diciembre de 2015, de una Agenda Estratégica Regional común que coordina acciones e iniciativas de las tres instituciones.

En la parte tecnológica, se debe tomar como ejemplo la experiencia de mercados maduros como los de Europa y Estados Unidos. Es necesario lograr la identificación de las necesidades de transferencia y asistencia técnica para incorporarlas en la agenda.

Entre las causas que se han identificado como barreras para lograr una mayor cohesión en las instituciones se encuentran, entre otros factores, niveles de presupuestos limitados, recurso humano en número y capacidades insuficientes, debilidad en la coordinación de actividades conjuntas y debilidad en el liderazgo regional.

Aspectos específicos que se han identificado como barreras institucionales, luego del análisis del gobierno corporativo para la toma de decisiones en las tres instituciones que lideran este cambio, la CRIE, el EOR y el CDMER, son los siguientes:

- No se cuentan con instrumentos claros (por ejemplo, Códigos de Buen Gobierno) para resolver los potenciales conflictos de interés. El hecho de que los Consejos Directivos de CRIE y EOR estén conformados en la práctica, fundamentalmente, por representantes de los Reguladores Nacionales y Operadores Nacionales respectivamente, puede dar lugar a la percepción de que intereses particulares de un país bloqueen o demoren la toma de decisiones a nivel regional.
- Hay insuficiente participación de los agentes en los Consejos Directivos para balancear el proceso de toma de decisiones.
- Del mismo modo, debería considerarse la existencia de consejeros independientes en los Consejos Directivos.
- Hay una carencia de un esquema de selección y designación de consejeros con suficiente trayectoria en el mercado, que garantice el cumplimiento de condiciones de idoneidad, representatividad e independencia, y que tengan asignación de tiempo completo.

Para fortalecer el liderazgo conjunto, se ha dado un gran paso con la conformación del Comité Técnico como mecanismo para una mayor coordinación interinstitucional, con indicadores para la evaluación, monitoreo y seguimiento a las Iniciativas Estratégicas.

Para el caso del seguimiento al Plan Estratégico Conjunto y su Hoja de Ruta en lo referente al fortalecimiento institucional, se recomienda continuar con la función del Comité Técnico de liderar, evaluar, y dar recomendaciones para el cumplimiento de los objetivos regionales y proponer ajustes en casos de desvíos significativos en la Hoja de Ruta del MER, reportando trimestralmente los avances a la Reunión Conjunta de CDMER-CRIE-EOR.

Se sugieren aspectos que podrían facilitar la mejor toma de decisiones mediante la capacitación de todo el recurso humano, a través de la cooperación técnica internacional, con el objetivo común de superar las barreras identificadas.

Debe haber un fortalecimiento de las instituciones desde la planeación, toma de decisiones, cumplimiento de objetivos, y seguimiento al plan de acción.

El fortalecimiento institucional debe estar en los tres entes -- CRIE, EOR y CDMER -- y la coordinación debe ser conjunta, como se estableció en el Plan Estratégico Conjunto. Dados los objetivos de su conformación como institución promotora del desarrollo regional, el liderazgo debería recaer en el CDMER.

Adicionalmente, se ha identificado que para algunas situaciones y para agilizar la toma de decisiones, se requiere una instancia independiente de la CRIE para la revisión de las decisiones regulatorias. A esta instancia se acudiría después de agotar el recurso de reposición respectivo, lo cual aumenta las condiciones de imparcialidad, certeza y previsibilidad de la regulación regional y aumenta la eficacia de la adopción de las normas.

En concordancia con estas recomendaciones, se encuentran las acciones de las Iniciativas Estratégicas IE#1, “Desarrollo de mecanismos comunes de coordinación interinstitucional, monitoreo y seguimiento”, y IE#2 “Desarrollo de recursos ante decisiones de la CRIE y mecanismos para solución de controversias” del Plan Estratégico Conjunto del MER. Se recomienda en el Tercer Protocolo instaurar el recurso de alzada a las decisiones de la CRIE.

Diseñar, aprobar y poner en vigencia un Código de Buen Gobierno, en remplazo de los reglamentos internos existentes, permitirá un mejor actuar de las tres instituciones, con mayor transparencia, brindando credibilidad y confianza a los participantes del mercado, a la comunidad y a los gobiernos.

El Código de Buen Gobierno debe estar enmarcado en los principios de transparencia, gobernabilidad y control en la gestión de cada una de las instituciones, y debe contar como mínimo con los siguientes aspectos:

- Propósito de cada una de las instituciones;
- Valores y principios éticos;
- Órganos de decisión;
- Proceso de tomas de decisión;
- Mecanismo de elección de los directores de las instituciones;
- Competencias técnicas y humanas para ser director de cada una de las instituciones. En la redacción del Tercer Protocolo debería incluirse una referencia a estas competencias o contemplar en el mismo que dichas competencias se desarrollarán en los Códigos de Buen Gobierno que deberán aprobar las instituciones del MER;
- Mecanismos para el manejo de los conflictos de interés de los directores, empleados y proveedores;
- Comités decisorios y de apoyo;

- Políticas para el manejo y publicación de la información;
- Políticas para la selección y contratación de los empleados de las instituciones;
- Políticas para contratación de bienes y servicios;
- Sistema de control interno ;
- Sistema de control y mediciones externas.

El Código de Buen Gobierno es un compromiso ético que guiaría a las instituciones a desarrollar una gestión eficiente, integra y transparente, definiendo las conductas de cada uno de sus miembros.

2. Para desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional

Con relación al Objetivo Estratégico #2: Desarrollar e implementar plenamente la Regulación Regional, se relacionan las barreras que se describen a continuación:

a. Entendimiento y Divulgación de la Regulación

Algunos agentes no conocen a profundidad la regulación del MER y otros la perciben muy compleja. Por tanto, una mayor promoción y divulgación de la reglamentación del MER, les brindará mayor confianza a los agentes actuales y futuros a participar en el mercado, conociendo así sus oportunidades y la forma de administrar adecuadamente los diferentes riesgos.

El reto para las tres instituciones en el MER es armonizar y simplificar de ser posible, el conjunto de normas a nivel regional que han sido aprobadas y las que están en proceso de análisis y discusión, las que son de carácter transitorio y las definitivas, todo esto para un mayor entendimiento de todos los actores de la cadena de prestación del servicio eléctrico, al tiempo que se generan espacios y ambientes de enseñanza con los diferentes agentes del MER.

Se recomienda ampliar la cantidad y frecuencia de los espacios de capacitación, divulgación y aclaración del estado actual y propuestas normativas y de los objetivos que se han logrado y los que están pendientes de alcanzar en el MER.

b. Falta de Definición de Indicadores y Monitoreo del Mercado

El propósito fundamental para la regulación regional es superar la fase actual de transición y dispersión normativa para lograr un conjunto de reglas unificado, sólido, consolidado, fácil de entender para los agentes, previsible y que se pueda implementar plenamente de acuerdo con los cronogramas de la Hoja de Ruta conjunta.

La falta de suficientes indicadores regulatorios y técnicos y la respectiva fijación de metas, hace que se dificulte el seguimiento y ejecución de acciones de mejoramiento por parte de las instituciones y los agentes del MER, además de que propicia la emisión de juicios subjetivos con respecto al desempeño del mercado, configurándose en una barrera para su desarrollo.

Se recomienda la definición e implementación de algunos indicadores como los que se sugieren a continuación:

- Unificación: Armonía de la regulación regional comparada con la normativa nacional.
- Consolidación: Relación de normas transitorias vs. definitivas.
- Simplicidad: Medido con encuestas de percepción en los talleres de divulgación a los agentes.
- Divulgación: Porcentaje de los agentes que conoce las normas y las aplica.
- Cumplimiento: Porcentaje de avance sobre el compromiso de Hoja de Ruta conjunta.
- Seguimiento: Para el monitoreo, evaluación y cumplimiento regulatorio.

El RMER estableció la creación de un Grupo de Vigilancia del Mercado que apoye a la CRIE en el seguimiento del MER en los aspectos regulatorios, operativos y comerciales para que en forma independiente, proponga medidas y acciones de mejoramiento de tipo preventivo y correctivo.

Para cumplir con el propósito establecido en el RMER es necesario constituir y poner en funcionamiento el Grupo de Vigilancia del Mercado, lo que permitirá que profesionales independientes puedan efectuar seguimiento al desempeño del MER, propongan acciones de mejoramiento, posibilitando que todas las instituciones regionales tengan mejor información para la toma de decisiones. Para una eficaz labor de este Grupo, se debe contar con información en línea e interactuar con las tres instituciones, por lo menos una vez a la semana en forma virtual y/o presencial, de acuerdo al contexto y las exigencias de supervisión y vigilancia del mercado.

c. Régimen de sanciones

Con base en la experiencia obtenida luego de seis años de vigencia del Segundo Protocolo, se considera necesario ajustar el régimen de sanciones para un desarrollo fuerte, coordinado y armonioso del MER, para que se incentive al cumplimiento de las normas y exista un reglamento claro, fuerte y transparente que propenda por evitar eventuales incumplimientos al Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación expedida por la CRIE.

Con esto se pretende reforzar las señales de respeto hacia la regulación regional y las instituciones regionales y a la vez no alcance extremos restrictivos que desincentiven la participación de los agentes.

Se necesita un trabajo coordinado entre la CRIE y el EOR con referencia a la información histórica sobre presuntas faltas por parte de los actores en el MER y el resultado de cada una, tanto para los casos donde hubo sanción como para los que no la hubo, y los detalles en los expedientes sobre el resultado, medido en el grado de satisfacción del agente y la evaluación de los casos donde hubo recursos de reposición sobre el acto administrativo sancionatorio, según el caso. Se deberá implementar en el Tercer Protocolo mejoras al régimen de sanciones.

d. Derechos de transmisión de corto plazo

Se requiere crear un mercado de derechos firmes de transmisión (DF), armonizado con la duración de los contratos de compra y venta de energía en el largo plazo. Actualmente, la vigencia máxima de los DF es de un año, por una decisión de hacer implementaciones graduales.

La asignación de DF de largo plazo tienen dos condiciones importantes: a) El mantenimiento permanente y confiable de la Capacidad de Transmisión Regional entre el nodo de inyección y retiro de DF a asignar, por el periodo de vigencia del DF (algunos países de América Central acumulan rezagos en la planificación y ejecución de las expansiones de sus sistemas nacionales lo que ha mermado la capacidad de transmisión regional), y b) la determinación de los precios mínimos de venta del DF. Todo ello para garantizar la Suficiencia Remuneratoria del DF.

En la actualidad, dada la falta de mecanismos que garanticen la disponibilidad de la capacidad de transmisión de la línea SIEPAC en el tiempo, y la inexistencia de un mercado de DF de largo plazo no se cuenta con la posibilidad de promover el desarrollo de proyectos de generación de tipo regional.

Se tiene ya una experiencia en el MER en la asignación y ejecución de DF de corto plazo. Es una experiencia valiosa que se debe capitalizar en lo técnico, regulatorio, financiero y comercial para diseñar de manera integral un esquema de derechos financieros de transmisión de mayor plazo que impulse el mayor volumen de intercambios en la región.

La experiencia que se ha tenido con el esquema transitorio de un año debe ser la base para ampliarlo a diferentes productos para el mediano (3 a 6 años) y largo plazo (7 a 10 años), hasta llegar a un producto de muy largo plazo (mayor a 10 años), para el cual se deben dar las condiciones técnicas, regulatorias y jurídicas suficientes para fomentar los intercambios regionales en dichos períodos y para que las partes tengan en cuenta el manejo de riesgos en cada caso (riesgos asociados a los precios de mercado, la capacidad de transmisión de la línea SIEPAC en el mediano y largo plazo, y el cumplimiento de los compromisos asociados a los DF).

Otro factor que daría un mayor impulso a la generación regional es que exista un proceso de coordinación permanente y transparente para todas las subastas de compra-venta de energía en los mercados nacionales y que tengan en consideración los DF adquiridos por los agentes previamente a las subastas. Con esto se estaría dando un mayor campo de participación a las diferentes iniciativas de inversionistas tanto privados, como de carácter mixto o estatales, en la región.

Estas recomendaciones van en concordancia y complementan la Iniciativa Estratégica IE#5, “Desarrollo e Implementación de Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de Largo Plazo” del Plan Estratégico Conjunto del MER.

e. Implementación parcial del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR)

La implementación incompleta del SIMECR se ha constituido en un argumento que han utilizado algunos países para la no aplicación plena del RMER y así insistir en que las ofertas de oportunidad y de contratos se realicen en los nodos de las fronteras entre países y no en los demás nodos de la RTR. Argumento que no resulta ser válido, ya que para realizar ofertas al MER no se utiliza la medición comercial.

Esta práctica de ofertar en los nodos de frontera trae como resultado, además de la falta de transparencia, que los flujos por la red y las pérdidas definidas como resultado de las transacciones de energía, se desvíen en mayor medida de los valores físicos, favoreciendo a algunos mercados en perjuicio de otros, y adicionalmente que los precios marginales de los

nodos se distorsionen, dando así la oportunidad de ejercer poder de mercado y reducir la eficiencia del mercado.

Las acciones de mitigación deben estar encaminadas a la implementación definitiva del sistema de medición consignado como Iniciativa Estratégica IE#6, “Revisión e Implementación del Proceso SICMER, Proceso Posdespacho y el Proceso Comercial de Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real” del Plan Estratégico Conjunto del MER.

3. Para impulsar la expansión de la Generación y Transmisión Regional

Con las iniciativas del Objetivo Estratégico #3 se da respuesta a la mitigación de las barreras que se detallan a continuación, relacionadas con impulsar la expansión de la Generación y Transmisión Regional:

a. Planificación Regional en formación

Un aspecto clave que se ha identificado como barrera para avanzar en una mayor integración es la ausencia de una planificación regional consolidada para optimizar los recursos regionales, en donde se definan estrategias y acciones para emprender tanto los proyectos de generación como de transmisión de carácter regional.

La planeación regional está a cargo del EOR, quien hizo su primer ejercicio de planificación entre 2014-2016 con el apoyo y acompañamiento del BID. Este trabajo contó con la colaboración de los encargados de la planeación de cada país y la coordinación institucional del MER.

Como principales causas de esta barrera encontramos una débil coordinación entre los entes nacionales y regionales para la planificación regional, y presupuestos y recurso humano calificado insuficiente para desarrollar las tareas encomendadas.

Como consecuencia, no se han dado señales que promuevan el desarrollo de proyectos regionales de generación y transmisión, los cuales a su vez son clave para cumplir las metas trazadas para una planificación óptima de recursos para satisfacer la demanda, bajo criterios de confiabilidad, al menor costo económico posible. Para ello es necesario un alto grado de coordinación y de integración regional.

Para lograr un mayor avance en el proceso de planificación regional, es necesario consolidar el trabajo en equipo con el concurso de los gobiernos a través del CDMER, que permita la definición e implementación de una política de integración eléctrica regional, involucrando todas las fuentes para la producción de energía con una matriz de oferta eficiente, confiable y competitiva. El objetivo para superar esta barrera es la implementación del Sistema Regional de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR), en cabeza del EOR con el CDMER, por medio del seguimiento de los lineamientos de política de integración eléctrica regional, en coordinación con el CDMER a través de los lineamientos de la política de integración eléctrica regional, y con el apoyo de los equipos de planificación de cada país y el desarrollo de interfaces regulatorias que exijan la coordinación entre la planificación nacional y regional. Esta recomendación es congruente con las Iniciativas Estratégicas IE#9 y IE#10. Se recomienda contemplar en el Tercer Protocolo la necesidad de coordinación de la planificación regional, con la política de abastecimiento de electricidad de la región a desarrollar por el CDMER, y en coordinación con los entes rectores nacionales.

Es recomendable también la promoción de combustibles eficientes, con mayor penetración del gas natural por medio del mercado internacional de GNL, complementario a otras fuentes de energía locales, limpias y competitivas que permitan la diversidad de recursos en los seis países.

En este sentido, dado el importante role que, como se ha señalado anteriormente, se anticipa tenga el gas natural como fuente de generación de electricidad en América Central, es conveniente acometer un análisis detallado de la viabilidad de creación de un mercado regional de gas natural, desarrollando en su caso el diseño general del mismo, y los mecanismos de coordinación y/o integración en el MER.

b. Poca coordinación de la expansión de las redes nacionales de transmisión con el mantenimiento de la capacidad de transmisión regional

La barrera técnica más importante que ha enfrentado el MER para su desarrollo e incremento de las transacciones, ha sido la poca coordinación de la planeación de transmisión de cada país, con el mantenimiento de la capacidad transmisión regional de la RTR.

Esto se ha dado porque no existe un compromiso vinculante de cada país de planificar, expandir y operar sus redes de transmisión nacional, de tal forma que permita que la línea SIEPAC y los sistemas de transmisión nacionales, actuando en paralelo, conserven permanentemente su capacidad de transmisión regional de 300MW.

En cambio, algunos de los países han utilizado la línea SIEPAC para atrasar inversiones en transmisión nacional, permitiendo, por ejemplo, la conexión de proyectos de generación locales, sin cumplir con los requisitos establecidos en el RMER para aprobar dichas conexiones, y sin garantizar se conserve la capacidad de transmisión regional de 300 MW .

Esta barrera técnica dificulta tomar la decisión de ampliar la capacidad de la línea SIEPAC de 300 MW a 600 MW, aunque se haya identificado su bondad, tal y como fue ideada en su conceptualización inicial y para lo cual se cuenta con los estudios que soportan esta decisión y que demuestran los mayores beneficios para acometer dicha ampliación, considerando se inicia el desarrollo de proyectos de generación de escala regional.

Por tanto, son necesarios los refuerzos a las redes de los países para contar con una capacidad de transmisión regional de 300 MW de la línea SIEPAC y los sistemas de transmisión nacionales actuando en paralelo, desde Panamá hasta Guatemala, dado que en algunos tramos se presentan limitaciones considerables a dicha capacidad.

Las principales recomendaciones para mitigar la condición actual son los siguientes:

- Continuar el desarrollo e implementación de la Iniciativa Estratégica #11, “Mecanismos Regulatorios para la Construcción y Puesta en Servicio de Refuerzos Nacionales y Monitoreo de la Capacidad de Transmisión Regional”, ya iniciados.
- Dar un tiempo de plazo prudencial para hacer los esfuerzos técnicos y económicos encaminados a ampliar la capacidad de transmisión e implementar los refuerzos necesarios en las líneas, al mismo tiempo que los reguladores de cada país dan las señales que promuevan la inversión para acometer estas obras.

- Establecer un mecanismo regulatorio regional que garantice la ejecución oportuna de los refuerzos nacionales de transmisión que se requieran para mantener y ampliar la capacidad de transmisión regional.
- Que se continúe el apoyo a la ejecución de los refuerzos a las capacidades del primer circuito de la línea SIEPAC, y los sistemas de transmisión nacionales que actúan en paralelo.

4. Para promover el desarrollo de la armonización regulatoria

El logro del Objetivo Estratégico #4: Promover el desarrollo de la armonización regulatoria ayuda a mitigar las siguientes barreras.

a. Supremacía de las reglas nacionales sobre las supranacionales

El Tratado Marco, sus Protocolos y todas las políticas, normas y reglas que emanan del mismo a través del CDMER, la CRIE y el EOR, deberían primar sobre las normas y reglas de cada uno de los países y, en el caso de no existir regulación nacional al respecto, la regulación regional debería ser traspuesta a la nacional con la debida diligencia. La interpretación de dar primacía a las reglas nacionales sobre la legislación regional, es contraria al derecho internacional. Estas han sido barreras que han dificultado la implementación en pleno del RMER, especialmente de los contratos firmes, derechos de transmisión de largo plazo, ofertas de inyección y retiros en los diferentes nodos de la red, aspectos que permitirán una mayor liquidez, profundidad y transparencia en las transacciones comerciales.

Sumado a lo anterior, se han producido algunos atrasos para la consolidación de las normas por parte de la CRIE (motivados por dificultades de implementación del RMER y el desarrollo de los ajustes necesarios para enfrentarlas), y la armonización de las mismas (debido a que se priorizaron las interfaces regulatorias necesarias para la operación técnica y comercial del MER). Sumado a lo anterior, algunos rezagos en la definición e implementación de determinados acuerdos o decisiones en materia regulatoria y operativa se pueden haber debido a que, pese a que la CRIE y el EOR pueden adoptar sus decisiones por mayoría, en ocasiones, y dependiendo de la relevancia del asunto de que se trate, se busca que las decisiones se adopten por consenso, y/o con la aquiescencia previa del CDMER. Por lo tanto, se sugiere que los beneficios a la sociedad de cada país prevalezcan sobre las dificultades o retos para la integración. Los beneficios a la sociedad se reflejan en un mayor desarrollo económico, disminución de la pobreza, mayor cobertura y mayor confiabilidad energética, para lo cual la energía eléctrica es esencial para cumplir este objetivo.

Con el fin de reducir el impacto de esta barrera, es de gran importancia explicitar en el Tercer Protocolo la supremacía de las reglas regionales sobre las nacionales, sin violentar el derecho internacional, mediante un Protocolo adicional. Para evitar los conflictos entre las reglas nacionales y las regionales, es necesario profundizar las interfaces regulatorias para mejorar la interacción de los mercados nacionales con el MER y subsanar simultáneamente posibles conflictos, asegurando el ámbito de aplicación propio de cada una y primando siempre el interés general sobre el particular.

b. Rezagos en la armonización regulatoria

Coherente con lo mencionado anteriormente, los agentes de algunos países manifiestan que no cumplen las reglas del MER porque en concepto de ellos, priman las normas nacionales,

denotando en primera instancia la falta de armonización de las normas nacionales con las regionales.

La estrategia empleada hasta el momento ha consistido en desarrollar interfaces regulatorias entre la regulación nacional y la regional, la mayoría de las cuales se encuentran debidamente aprobadas y enfocadas a la operatividad de las transacciones.

En la Agenda Estratégica conjunta se ha identificado como iniciativa prioritaria para avanzar de manera ágil y segura, diseñar e implementar mecanismos de monitoreo, propuestas de mejora a las interfaces regulatorias y finalmente seguimiento y control a dichos cambios.

Se debe entonces, avanzar en la armonización regulatoria a nivel de cada país y la regional del MER, superando las dificultades que se han identificado, con el objetivo de impulsar, desarrollar, controlar y mejorar las interfaces regulatorias aprobadas, especialmente en lograr mayor armonización en la regulación de la transmisión, y en las posibilidades de contratación de largo plazo de las distribuidoras de un país con compras a agentes ubicados en otro país.

Aún con debilidades de las interfaces, se han dado avances importantes para el desarrollo del MER, que cuenta con reglas para las transacciones de oportunidad y de contratos. Sin embargo, se requiere superar las barreras que permitan transacciones de mediano y largo plazo para aprovechar los beneficios de energías más competitivas y limpias a escala regional.

Una de las consecuencias de la poca armonización regulatoria es el débil desarrollo de la integración regional, con transacciones limitadas, medidas por el bajo nivel actual de participación de los agentes en el mercado regional con respecto a lo esperado.

Por tanto, es de vital importancia avanzar aún más en la armonización regulatoria a nivel de cada país y la regional del MER, superando las dificultades que se han identificado, con el objetivo de impulsar, desarrollar, controlar y mejorar las interfaces regulatorias aprobadas.

En concordancia se encuentra la Iniciativa Estratégica IE#13, “Mecanismos de Evaluación y Propuestas de Mejora de las Interfaces Regulatorias”.

5. Para crear mercados eléctricos extra-regionales y ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales

El Objetivo Estratégico #5: Ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales es de gran relevancia para ampliar la cobertura del MER y aprovechar los beneficios que la región podría tener con una integración con los mercados de México y Colombia. A continuación, se describe la principal barrera al desarrollo y fortalecimiento de los enlaces extra-regionales.

Falta de mercados eléctricos extra-regionales

Los acuerdos presidenciales y ministeriales mesoamericanos han extendido los objetivos que busca el mercado regional a los enlaces extra-regionales, por los principios de complementariedad de recursos, manejo de riesgos, aumento de la confiabilidad, extensión de beneficios y transacciones que se fortalecen con el dinamismo y mayor penetración de fuentes de energía más limpias y competitivas.

No obstante, la realidad muestra que no ha habido la suficiente voluntad política para avanzar en la creación de mercados extra-regionales, así como en el desarrollo y fortalecimiento de los enlaces extra-regionales, convirtiéndose en una barrera a la integración eléctrica de la región con México y Colombia (el BID ha venido apoyando ambos proyectos en los que ha primado una visión de naturaleza bilateral sobre un enfoque de carácter regional más amplio).

La principal causa de esta barrera es la poca voluntad política para avanzar en la consecución de un acuerdo marco político, legal y regulatorio entre las seis naciones y México y Colombia que permita definir la regulación necesaria para los enlaces extra-regionales.

Como consecuencia de lo anterior, no se avanza en la integración entre el MER con México y Colombia, para que la región se beneficie de su incorporación al MER y se puedan realizar transacciones bilaterales entre los agentes de los países limítrofes del MER (México y Colombia) y los agentes habilitados para transar en el MER.

Las acciones para mitigar los impactos de esta barrera están consignadas en las iniciativas del Plan Estratégico Conjunto del MER, Iniciativas Estratégica IE#14, “Opciones de Mejora de Operación Regulatoria de la Operación Técnica de la Interconexión Guatemala-México” e Iniciativas Estratégica IE#15, “Marco Político, Legal y Regulatorio de las Interconexiones Extra-regionales”. Adicionalmente se recomienda considerar en el Tercer Protocolo, de manera explícita, la interconexión y los intercambios del MER y el SER con mercados y sistemas eléctricos extra-regionales.

C. Como avanzar en una mayor integración eléctrica regional

El MER tiene las bases jurídicas, regulatorias, institucionales y de voluntad política para avanzar y seguir consolidándose como un séptimo mercado, pero todavía tiene retos importantes y barreras que superar, para aumentar las transacciones regionales y ampliar las posibilidades de obtener mayores beneficios para sus participantes. La implementación del Plan Estratégico Conjunto para lograr los objetivos planteados en el mismo, es de vital importancia para incrementar la velocidad y eficacia en la integración regional para el bienestar de los habitantes de la región, contribuyendo a una mejor calidad de vida y a incrementar la productividad y así garantizar la sostenibilidad energética de la región en el largo plazo.

Esta voluntad política se traduce en el Tratado Marco del MER y sus Protocolos, en los acuerdos de Integración Energética Mesoamericana, en los acuerdos de las Cumbres de las Américas para la integración regional, las declaraciones de las reuniones ministeriales y presidenciales de los representantes de la región, el apoyo del Departamento de Estado de los Estados Unidos, y en la voluntad de las instituciones del MER.

Un hito muy importante logrado es la implementación de la Agenda Estratégica Regional con la cartera de las 15 Iniciativas Estratégicas con sus respectivas hojas de ruta, que corresponden a proyectos articulados de manera integrada con líderes y responsables para cada una de las iniciativas, lo cual permitirá avanzar con mayor seguridad y celeridad, y con bases firmes, dado que es una agenda coordinada para las tres instituciones.

No obstante, de acuerdo con el análisis de las barreras que se ha realizado en este capítulo, todavía existen escollos por superar para lograr un mayor grado de aprovechamiento de las ventajas y beneficios derivados de la creación del MER, de los cuales una buena parte está consignada en las iniciativas del Plan Estratégico Conjunto.

En la Figura 59 se muestra un resumen de las barreras que impiden una mayor integración en el MER, describiendo los problemas que se han presentado, las consecuencias de estas barreras para un mayor grado de integración, las principales recomendaciones para mitigar y/o eliminar sus impactos, y las acciones necesarias para lograr las mitigaciones o eliminación de dichas barreras.

En la columna de Acciones se relacionan las actividades que se vienen implementando en congruencia con las iniciativas del Plan Estratégico Conjunto, y otras acciones complementarias que han sido resultado del análisis de este estudio.

Barrera	Problemas / Consecuencias	Recomendaciones	Acciones
1. Voluntad política para la integración	Diversidad de objetivos estratégicos de cada uno de los países ha hecho que el proceso de integración sea lento y que la voluntad política no sea constante.	<ul style="list-style-type: none"> Comprometer un mayor esfuerzo político, financiero y económico para realizar los refuerzos en la transmisión. 	<ul style="list-style-type: none"> Implementar en el Tercer Protocolo un mecanismo que garantice, de manera oportuna y a lo largo del tiempo, el restablecimiento y mantenimiento de la capacidad de transmisión de la línea SIEPAC. Considerar en el Tercer Protocolo una revisión del principio de gradualidad del Tratado Marco para profundizar en el proceso de integración eléctrica regional.
2. Aversión al riesgo de racionamiento	Los gobiernos consideran que pueden verse motivados (obligados?) a suspender las exportaciones para darle prioridad al abastecimiento de sus demandas locales.	<ul style="list-style-type: none"> Introducir reglas en cada mercado local, donde se establece que las distribuidoras deben cumplir con el compromiso de satisfacer las necesidades de energía mediante contratos de largo plazo. Establecer un margen de reserva en la región con un indicador global y por país. Diseñar y lanzar campaña para la promoción y divulgación de la integración regional. 	<ul style="list-style-type: none"> Implementar la iniciativa estratégica IE#12 del Plan Estratégico Conjunto del MER. Considerar en el Tercer Protocolo el desarrollo de licitaciones para la compra conjunta o simultánea de energía firme regional de largo plazo por parte de los agentes distribuidores de varios países. Implementar en el Tercer Protocolo un margen de reserva regional que permita enfrentar situaciones de racionamiento en alguno de los países pertenecientes al MER. Fortalecer las actividades de promoción y divulgación de las ventajas que se derivan de una mayor integración eléctrica.
3. Preferencia por la autonomía energética	Los países promueven la expansión hacia la autosuficiencia, lo cual conduce a que el MER sea un mercado de excedentes, dificultando el desarrollo de proyectos de generación regionales y el incremento de las transacciones en el MER.	<ul style="list-style-type: none"> Tomar conciencia que no se pierde autonomía nacional cuando se apoya un proyecto regional. Es necesario que prevalezcan los compromisos adquiridos en los contratos regionales, aún en eventos de criticidad energética en el mercado local. 	Explicitar en el Tercer Protocolo la prevalencia de los compromisos adquiridos en contratos regionales.
4. Sesgos contra la exportación de recurso natural	Subsidios nacionales a la generación basada en fuentes renovables no convencionales generan distorsión y llevan a la sub-optimización de los recursos en la región.	Adoptar directrices en cada uno de los países para establecer una política energética que dé un impulso a la sostenibilidad regional con criterios y principios de reciprocidad entre los países y la región.	El CDMER, en coordinación con las instituciones rectoras a nivel nacional, debe elaborar una política y un plan de acción para avanzar en una mayor integración eléctrica regional, mediante el alineamiento de los objetivos nacionales y el regional.

Barrera	Problemas / Consecuencias	Recomendaciones	Acciones
5. Incipiente coordinación interinstitucional	<ul style="list-style-type: none"> La debilidad de cualquiera de los entes regionales o la incipiente coordinación entre ellos, se constituye en una barrera importante para lograr avances en el MER. Niveles de presupuesto limitado, recurso humano en número y capacidades insuficientes, limitada coordinación de las actividades conjuntas. 	<ul style="list-style-type: none"> Analizar e implementar mejoras al Gobierno Corporativo para la toma de decisiones en las tres instituciones del MER. Lograr la identificación de las necesidades de transferencia y asistencia técnica para incorporarlas en la Agenda Estratégica Regional. Continuar con las labores de coordinación trimestral que viene desarrollando el Comité Técnico del MER, dirigidas a liderar, evaluar y dar recomendaciones para el cumplimiento de los objetivos regionales y proponer ajustes en casos de desvíos significativos en la Hoja de Ruta del Plan Estratégico Conjunto del MER. Evaluar necesidad de una instancia independiente de la CRIE para la revisión de las decisiones regulatorias. 	<ul style="list-style-type: none"> Instaurar en el Tercer Protocolo el recurso de alzada a las decisiones de la CRIE. Desarrollar e implementar los Códigos de Buen Gobierno de las tres instituciones del MER. Implementar las iniciativas estratégicas IE#1 y IE#2 del Plan Estratégico Conjunto del MER.
6. Limitado entendimiento y necesidad de mayor divulgación de la regulación	Algunos agentes no conocen a profundidad la regulación del MER y otros la perciben muy compleja.	<ul style="list-style-type: none"> Mayor conocimiento a través de promoción y divulgación de la reglamentación del MER para brindar mayor confianza a los agentes actuales y futuros a participar en el mercado. Ampliar la cantidad y frecuencia de los espacios de capacitación, divulgación y aclaración del estado actual y propuestas normativas, de los objetivos que se han logrado y los que están pendientes de alcanzarse en el MER. 	Ampliar los esfuerzos de divulgación y diseminación realizados por las instituciones regionales.
7. Falta definición de indicadores	La falta de suficientes indicadores regulatorios y técnicos, con metas asociadas, dificulta el seguimiento y ejecución de acciones de mejoramiento, por parte de las instituciones y el MER, y propicia la emisión de juicios subjetivos con respecto al desempeño del mercado.	Para facilitar el seguimiento, se requieren indicadores con metas para el monitoreo, evaluación y cumplimiento regulatorio.	<ul style="list-style-type: none"> Implementar la iniciativa estratégica IE#13 del Plan Estratégico Conjunto del MER. Poner en funcionamiento el Grupo de Vigilancia del Mercado, con especialistas independientes de reconocido prestigio internacional.
8. Débil régimen de sanciones	Limitada transparencia.	Mejorar la claridad del régimen para que se incentive el cumplimiento de las normas y exista un reglamento sólido.	Implementar en el Tercer Protocolo mejoras al régimen de sanciones.
9. Derechos de transmisión de corto plazo	<ul style="list-style-type: none"> Excesiva gradualidad en el proceso de desarrollo e implementación de los Derechos Firms. Pocos instrumentos para manejo de riesgos. Falta desarrollo de esquemas de garantías. Difícil promover el desarrollo de proyectos de expansión regional. 	La experiencia que se ha tenido con el esquema transitorio a un año, debe ser la base para ampliarlo a diferentes productos para el mediano (3 a 6 años) y largo plazo (7 a 10 años), hasta llegar a un producto de muy largo plazo (mayor a 10 años).	Implementar las iniciativa estratégica IE#5 del Plan Estratégico Conjunto del MER.

Barrera	Problemas / Consecuencias	Recomendaciones	Acciones
10. Implementación parcial del sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR)	<ul style="list-style-type: none"> Poca transparencia que facilita la posibilidad de ejercer poder de mercado. Se reduce la eficiencia del mercado. No aplicación plena del RMER. 	Implementación definitiva del sistema de medición con base en un diagnóstico de la situación actual y medidas para su mitigación.	Implementar la iniciativa estratégica IE#6 del Plan Estratégico Conjunto del MER.
11. Planificación regional en formación	<ul style="list-style-type: none"> Débil coordinación entre las instituciones y presupuestos limitados para contar con mayor recurso humano calificado. Ausencia de planificación regional consolidada para optimizar los recursos regionales. No hay avances en proyectos regionales en generación y transmisión, lo que dificulta alcanzar los objetivos de la integración del MER. Necesidad de promover combustibles eficientes (ej. gas natural) que faciliten energía firme a los sistemas y permitan diversificar las matrices de generación eléctrica de los países e incrementar la penetración de energías renovables de carácter no gestionable como la solar y eólica. 	<ul style="list-style-type: none"> Implementación del Sistema Regional de Planificación de la Generación y Transmisión Regional (SPTR), a ejecutar por el EOR con los equipos de planificación de cada país. Para una planificación coordinada y efectiva, la CRIE y el CDMER deben consolidar un trabajo en equipo que permita la definición e implementación de una política de abastecimiento de electricidad en la región. Los entes regionales deben analizar la viabilidad y conveniencia de crear un mercado regional de gas natural, considerando esta actividad como estratégica en la actualización que efectúen al Plan Estratégico Conjunto. 	<ul style="list-style-type: none"> Contemplar en el Tercer Protocolo la necesidad de coordinación de la planificación regional, con la política de abastecimiento de electricidad de la región a desarrollar por el CDMER, y en coordinación con los entes rectores nacionales. Implementar las iniciativas estratégicas IE#9 y IE#10 del Plan Estratégico Conjunto del MER. Efectuar los estudios técnicos que se requieran para analizar la viabilidad de creación de un mercado regional de gas natural, desarrollando, en su caso, el diseño general del mismo, y los mecanismos de coordinación y/o integración en el MER.
12. Poca coordinación para aumentar la capacidad y expansión de las Redes de Transmisión Nacionales	<ul style="list-style-type: none"> No existe un compromiso vinculante de cada país de planificar, expandir y operar sus redes de transmisión para conservar la línea SIEPAC en su capacidad de diseño (300 MW). Falta de coordinación de la planeación de la transmisión de cada país con la capacidad de la RTR. Algunos países han utilizado la línea para atrasar inversiones en transmisión o para permitir la conexión de proyectos regionales. 	<ul style="list-style-type: none"> Establecer mecanismos que induzcan a los países a realizar de manera oportuna los refuerzos nacionales que se identifiquen en la Planificación Regional para mantener la capacidad de transmisión de la infraestructura regional. Las obras de refuerzo para recuperar y/o ampliar la capacidad en la RTR deben ser prioritarias. 	Implementar las iniciativas estratégicas IE#10 y IE#11 del Plan Estratégico Conjunto del MER.
13. Supremacía de las reglas nacionales sobre las supranacionales	<ul style="list-style-type: none"> Interpretación que las reglas nacionales priman sobre la legislación regional, contrario al derecho internacional y a los acuerdos y protocolos, ha dificultado la implementación en pleno del MER. Atrasos para consolidación de las normas y armonización de las mismas, porque para la definición e implementación de acuerdos se busca que sean de consenso. 	<ul style="list-style-type: none"> Es de gran importancia explicitar la supremacía de las reglas regionales sobre las nacionales, mediante un Protocolo adicional. Revisar interfaces regulatorias para subsanar posibles conflictos donde prime el interés regional. 	Explicitar en el Tercer Protocolo la supremacía de la regulación regional sobre las nacionales.
14. Rezagos en la armonización regulatoria	Agentes de algunos países manifiestan que no cumplen las reglas del MER porque en su concepto priman las normas nacionales, denotando falta de armonización de las normas nacionales con las regionales.	Avanzar en la armonización regulatoria a nivel de cada país y la regional del MER, superando las dificultades que se han identificado.	Implementar la iniciativa estratégica IE#13 del Plan Estratégico Conjunto del MER.
15. Enlaces extra-regionales como parte del MER	No ha habido la suficiente voluntad política para avanzar en la reglamentación de los enlaces extra-regionales.	Desarrollar un marco político, legal y regulatorio entre el MER y los mercados extra-regionales.	<ul style="list-style-type: none"> Considerar en el Tercer Protocolo, de manera explícita, la interconexión y los intercambios del MER y el SER con mercados y sistemas eléctricos extra-regionales. Implementar las iniciativas estratégicas IE#14 y IE#15 del Plan Estratégico Conjunto del MER.

Figura 59 - Barreras a la Integración en el MER

Estas acciones están encaminadas a minimizar el impacto de las barreras descritas en los numerales anteriores, con el fin de lograr gradualmente los objetivos planteados para el MER, siendo el principal, beneficiar a los consumidores de la región en términos del abastecimiento económico de electricidad, del incremento en la garantía de suministro y de las mejoras en la calidad y seguridad del servicio.

En algunas de las iniciativas para eliminar las barreras actuales, se ha visto necesario la revisión del Tratado Marco y sus dos Protocolos, para hacer ajustes que deben quedar plasmados en el futuro Tercer Protocolo, como resultado del trabajo de todas las instituciones regionales y nacionales y el apoyo de consultorías internacionales especializadas en cada uno de los temas.

Para facilitar la mejor toma de decisiones, es de vital importancia la capacitación de todo el recurso humano a través de una cooperación técnica internacional, con el objetivo común de superar las debilidades que se han detectado y convertirlas en oportunidades de mejoramiento, además de potencializar las fortalezas identificadas.

Lo anterior significa que para lograr los objetivos de la Agenda Estratégica Regional y que se cumplan los cronogramas establecidos en la Hoja de Ruta del MER, se debe partir del fortalecimiento del recurso humano en lo técnico y en capacidad de gerenciamiento a nivel de las tres instituciones. Deben ser cada una de las entidades las que identifiquen las necesidades de capacitación para cumplir sus objetivos y de aumento del recurso humano para posiciones claves en lo técnico, regulatorio, financiero y económico.

La mayor parte de las iniciativas de la Agenda Estratégica Común cuentan con asistencia técnica de la Iniciativa Regional de Energía Limpia de USAID y del Proyecto de Cooperación Técnica del BID, a través de un nuevo programa en proceso de consolidación llamado "Impulso al Desarrollo y Perfeccionamiento del MER". El Proyecto con financiación del BID tiene los siguientes componentes:

- Desarrollo del MER
- Impulso a la generación, transmisión y distribución regional
- Desarrollo institucional
- Integración eléctrica regional

Bibliografía

1. Anderson, Patrick, McLellan R., Overton J., and. Wolfram G., (1997). Price elasticity of demand. Mackinac Center for Public Policy.
2. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Hacia una mayor integración eléctrica en América Latina: Análisis y recomendaciones de política para un mayor desarrollo y utilización de las interconexiones de los sistemas eléctricos. En preparación BID.
3. Banco Mundial. World Data Bank. <http://data.worldbank.org/>
4. Cannock, G., (2015). Análisis económico de la integración en el MER de América Central. BID .
5. Caruso, L. M., (2010). La integración energética mesoamericana. Desafíos institucionales y regulatorios. BID.
6. Castro, M., (2016). Evaluación del beneficio económico de la operación del MER en los mercados eléctricos nacionales de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá (Seis Mercados Eléctricos). BID.
7. CDMER, (2015). Informe de integración eléctrica regional.
8. CDMER-CRIE-EOR, (2015). Desarrollo del Plan Estratégico Conjunto y Hoja de Ruta del MER. USAID.
9. CEAC, (2015). Plan indicativo de expansión de la generación y la transmisión regional.
10. CEPAL, (1980). Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA). Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano. Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (SCERH), Naciones Unidas, Consejo Económico Social.
11. CEPAL – Repositorio Digital. Informes de las reuniones del GRI. 1968-1993.
12. CEPAL – Repositorio Digital. Estadísticas anuales del subsector eléctrico 1975-2015.
13. Corredor, P., (2012). Informe de estado de situación del desarrollo del MER - Evaluación y propuesta de revisión de la hoja de ruta. BID
14. DNV-GL, (2015). Central America – Prospective analysis of energy prices – technical report. BID.

15. Dussan, M., (2011). Evaluación y Perspectivas del Proceso de Integración Eléctrica Mesoamericana. Los Beneficios del Proyecto SIEPAC. BID.
16. Ente Operador Regional (EOR), (2016). Informe de planificación de largo plazo de la transmisión regional para el período 2015 - 2024.
17. Hunt, S. y Suttleworth, G., (1996). Competition and choice in electricity. John Wiley and Sons Ltd.
18. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), (2014). SIEPAC una historia exitosa de colaboración e integración Regional.
19. ICE, (1989), Dirección de Producción y Transporte de Energía. Contrato de interconexión regional ICE-INE-ENEE-IRHE.
20. Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas y Power Technologies Inc., (1997), Estudios complementarios de la expansión de la interconexión.
21. International Energy Agency, (2016). Annual Energy Outlook.
22. Jacottet, A., (2012). Cross-border electricity interconnections for a well functioning EU Internal Electricity Market. The Oxford Institute for Energy Studies.
23. Kee, Nicita y Olarreaga, (2005). Import demand elasticities and trade distortions. The Review of Economics and Statistics.
24. Leontief, W., (1966). Input-output economics. Oxford University Press on Demand.
25. Malaguzzi, L., (2009). Welfare and competition effects of electricity interconnection between Ireland and Great Britain. Elsevier.
26. Miller, R. E., & Blair, P. D., (2009). Input-output analysis: foundations and extensions. Cambridge University Press.
27. Nera Economic Consultants (2014). Updated macroeconomic impacts of LNG exports from the United States.
28. Neuhoff, K., (2002). Optimal congestion treatment for bilateral electricity trading. CMI/DAE Working Paper 0214.
29. Neuhoff, K., (2001), Economic considerations for international electricity interconnection in North-East Asia, 2001, paper invited by Nautilus Institute. US DOE.

30. Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo, (2014). Informe sobre Desarrollo Humano 2014. PNUD.
31. PSR y Estudios Energéticos Consultores, (2015). Estudio de planificación indicativa de la expansión de la generación y transmisión regional de los países de América Central.
32. Romero, C.A., (2016). Revisión de la metodología de cálculo del beneficio económico de la operación del MER en los mercados eléctricos nacionales de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. BID.
33. Schweppe, Fred C., Caramanis, M.C., Tabors, R.D., Bohn, R.E., (1988). Spot pricing of electricity. Kluger Academic Publishers.
34. Stoft, S., (2002). Power system economics. Designing markets for electricity. Wiley-IEEE Press.

INTEGRACIÓN ELÉCTRICA CENTROAMERICANA

Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC

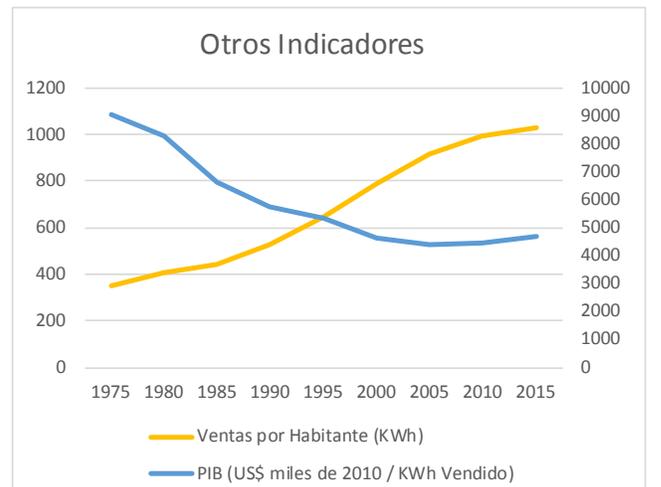
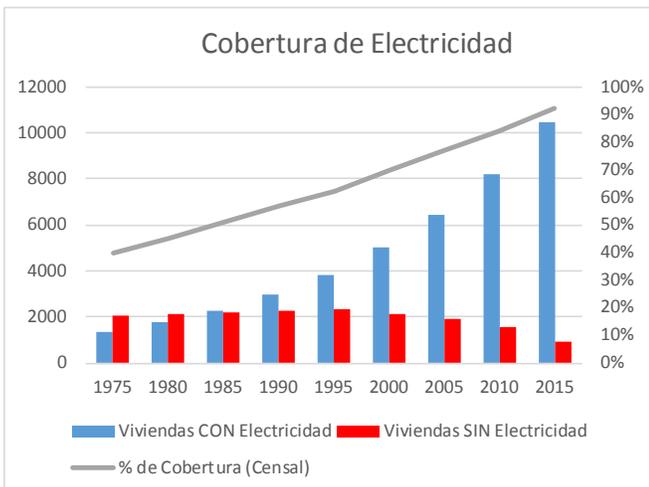
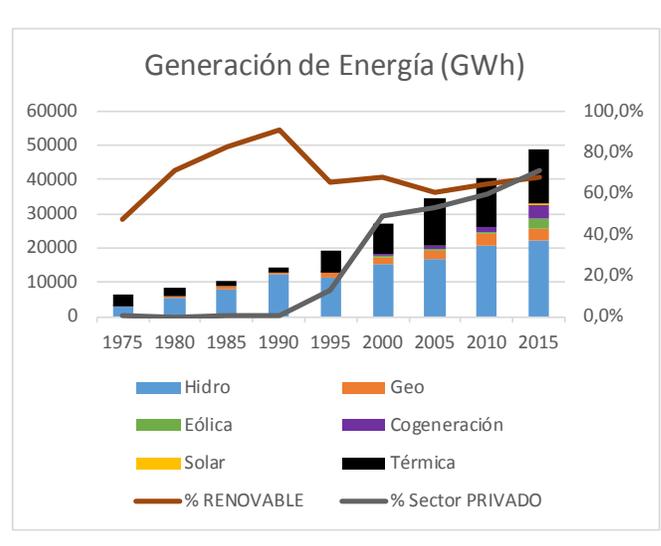
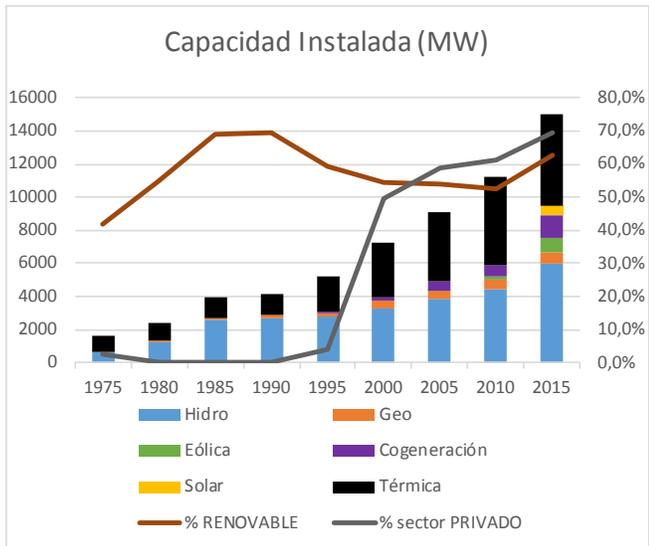
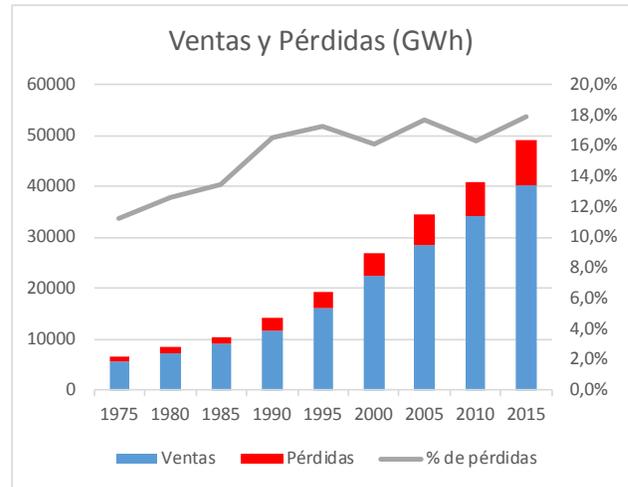
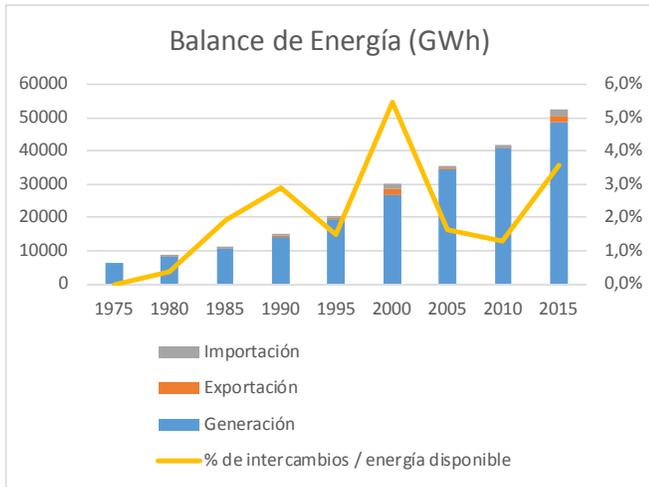
ANEXO I

**Evolución del Sector Eléctrico Centroamericano
1975-2015**

CENTROAMÉRICA		Evolución Institucional y Reformas Sector Eléctrico 1975-2015													
	COSTA RICA		EL SALVADOR		GUATEMALA		HONDURAS		NICARAGUA		PANAMÁ		CENTROAMÉRICA		
Principales Leyes y Reformas	No existe Ley General de Electricidad. Primer país en implementar reformas al aprobar la L.7200, 1990 que autoriza generadores privados; ampliada por la L.7508 de 1995. En 1996 se transforma el antiguo regulador (SNE) en la ARESEP. En 2012 se expide la L.8660, que fortalece al ICE para competir en los sectores de telecomunicaciones y electricidad. Aún no existe un mercado eléctrico y el ICE es el monopolio verticalmente integrado.		Ley General de Electricidad, L.843 de 1996, define el tipo de mercado eléctrico y su funcionamiento. La reforma no define ente de políticas. L.808 de 1996 crea el ente regulador. L.1004 de 1996 autoriza la venta de las distribuidoras de CEL. L.404 de 2007 crea el CNE como ente rector de políticas.		Ley General de Electricidad - L.93 de 1996, crea regulador, asigna funciones de ente de política, define funcionamiento del mercado y reglas de competencia. En 1998, 1999 se separa la distribución de INDE y se privatizan las empresas DEOCSA y DEORSA, la generación de EEGSA y se vende la distribución de EEGSA.		Primera Ley General de Electricidad de la región L.58 de 1994. Se reforma nuevamente con la Ley General de la Industria Eléctrica L. de 2014. LGIE ordena crear el regulador CREE, ordena reestructurar ENEE, asignan las funciones de política a una Secretaría de Estado (SERNA). ENEE funciona aún como monopolio estatal integrado. No se ha creado el mercado.		Ley 30-95 deja a INE como regulador independiente separando las funciones operacionales en ENEL, empresa del Estado. Ley General de Electricidad, L.272 de 1998, asigna a la CNE las funciones de política, ordena separar a ENEL en empresas de generación, transmisión y distribución. Ordena la venta de las empresas de generación y distribución. Ley 612 de 2007, crea el MEM en reemplazo de la CNE.		Ley de Servicio Eléctrico Público, L.6 de 1997, define las normas para el sector, no asignan funciones de política. Ley 26 de 1996 crea el ERSP como regulador; posteriormente cambia su nombre a ASEP. Ley 52 de 2008 crea la SNE como ente de políticas.				
	1975	2015	1975	2015	1975	2015	1975	2015	1975	2015	1975	2015	1975	2015	
Separación de Roles del Sector:															
Ente Responsable de Políticas		MINAE		CNE		MEM		SERNA		MEM		SNE		CDMER	
Ente Responsable de Planificación		ICE		CNE		MEM/CNEE		ENEE		MEM		ETESA		EOR	
Ente Regulador		ARESEP		SIGET		CNEE		CREE		INE		ASEP		CRIE	
Funcionamiento del Sector/Mercado															
Empresa(s) Pública(s) Principal(es)		G, T y D		G y T		G y T		G, T y D		T y D		G y T			
Áreas que Permiten Participación Privada		G y D		G, D y C		G, T, D y C		G y D		G y D		G y D			
Se Permite Integración Vertical de Privados		No		Si		No		No		No		No		No	
Separación de Distribución y Comercialización		No		Si		Si		No		No		No		Si	
Centro de Despacho Estatal		Si		No		No		Si		Si		Si		Si	
Administrador de Mercado Separado		No		Si		Si		No		No		No		Si	
Responsable Mercado Regional		ICE		UT		AMM		ENEE		CNDC(ENATREL)		CND(ETESA)		EOR	
Estructura Empresarial (# de empresas)	8	40	12	45	1	98	0	53	2	36	3	43	26	315	
Empresas Públicas	8	8	10	3	1	2	0	1	1	2	2	3	22	19	
Empresas Privadas	0	32	2	42	0	96	0	52	1	34	1	40	4	296	
Empresas Generación, Transmisión y/o Distribución	5	5	1	0	1	0	0	1	2	0	3	0	12	6	
Empresas Públicas	5	5	1	0	1	0	0	1	1	0	2	0	10	6	
Empresas Privadas	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	2	0	
Empresas Solo Generación	0	32	0	20	0	52	0	52	0	15	0	39	0	210	
Empresas Públicas	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	2	0	5	
Empresas Privadas	0	32	0	19	0	51	0	52	0	14	0	37	0	205	
Empresas Solo Transmisión	0	0	0	1	0	8	0	0	0	1	0	1	0	11	
Empresas Públicas	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	1	0	4	
Empresas Privadas	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	7	
Empresas Solo Distribución	3	3	11	8	0	19	0	0	0	20	0	3	14	53	
Empresas Públicas	3	3	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	3	
Empresas Privadas	0	0	2	8	0	19	0	0	0	20	0	3	2	50	
Empresas de Comercialización	0	0	0	16	0	19	0	0	0	0	0	0	0	35	
Empresas Públicas	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
Empresas Privadas	0	0	0	15	0	19	0	0	0	0	0	0	0	34	
Estadísticas Básicas Sector Eléctrico	1975	2015	1975	2015	1975	2015	1975	2015	1975	2015	1975	2015	1975	2015	
Capacidad Instalada (MW):	364,3	3.067,6	275,3	1.633,1	226,3	3.723,0	158,1	2.307,3	205,6	1.330,6	434,9	2.985,0	1.664,5	15.046,6	
% Privado	0,0%	17,3%	7,1%	71,1%	1,8%	85,0%	7,6%	77,1%	2,0%	81,1%	0,0%	90,8%	2,4%	69,3%	
% Renovable	62,9%	80,6%	50,2%	53,7%	42,3%	58,2%	43,4%	58,5%	48,7%	46,1%	14,4%	66,0%	41,7%	62,8%	
Generación de Electricidad (GWh):	1.428,0	10.713,6	1.002,0	5.568,5	941,7	10.301,9	540,7	8.459,7	792,8	4.169,0	1.785,8	9.503,8	6.490,9	48.716,5	
% Privado	0,0%	21,4%	0,0%	76,8%	2,0%	81,8%	5,6%	80,3%	0,8%	93,3%	0,0%	94,3%	0,9%	71,1%	
% Renovable	87,8%	99,0%	46,8%	57,0%	29,9%	68,4%	77,6%	44,3%	44,6%	48,2%	16,8%	67,9%	47,4%	67,8%	
Cobertura Eléctricidad (Viviendas CON Electricidad/ Total):	57,7%	99,5%	39,6%	95,0%	31,1%	90,5%	34,0%	92,0%	34,9%	81,0%	57,6%	93,0%	39,9%	92,0%	
Ventas por Habitante (KWh)	697	2.116	258	954	177	578	171	987	281	649	1.063	2.532	352	1.030	
PIB (US\$ miles de 2010 / KWh vendido)	6.910	4.698	13.059	4.147	16.149	6.053	9.747	3.177	10.536	13.410	4.091	1.425	9.083	4.713	

Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

CENTROAMÉRICA Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (Gráficas)

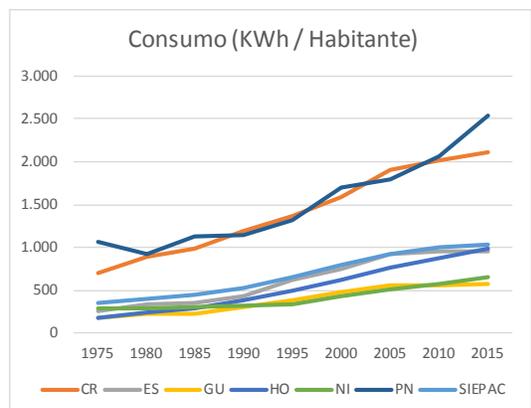
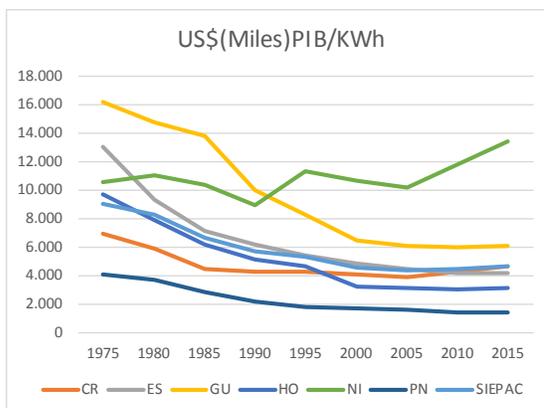
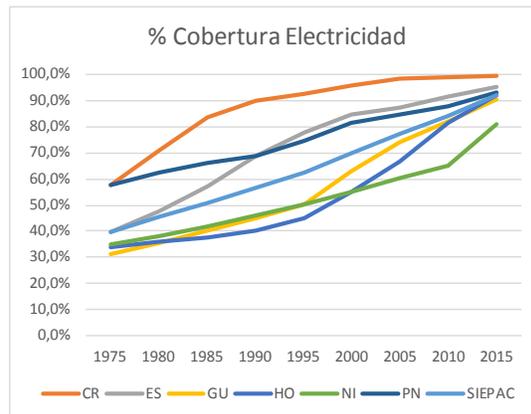
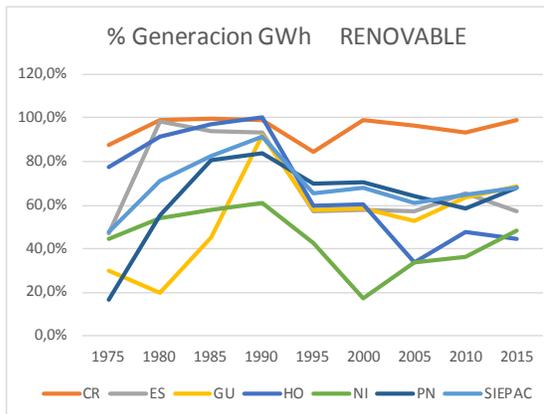
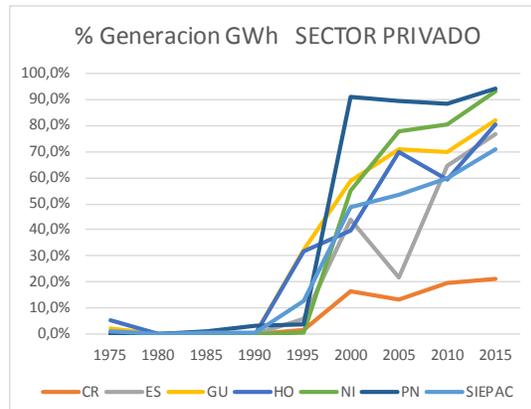
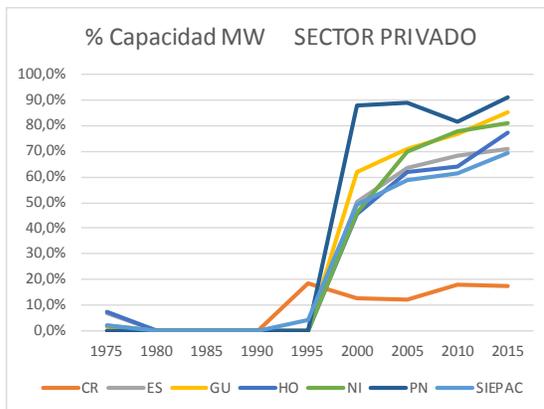
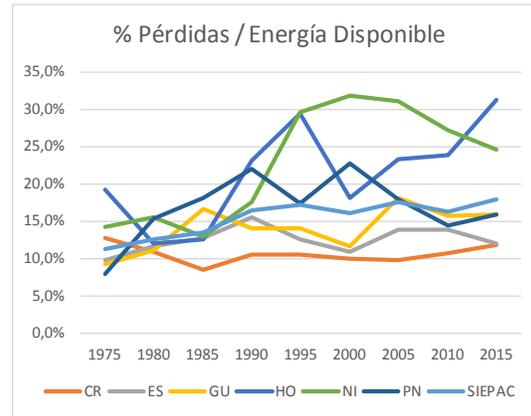
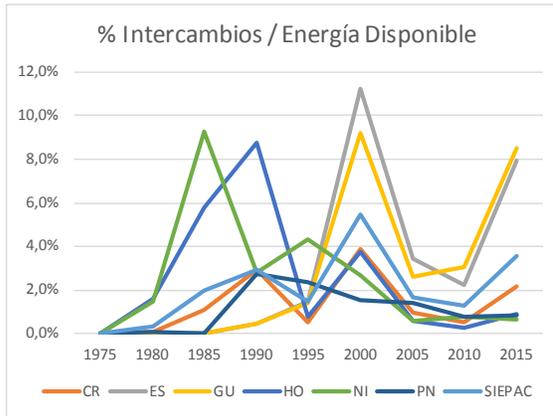


Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

CENTROAMÉRICA	Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (data)								
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Balace de Energía (GWh)									
Generación	6490,9	8467,0	10562,3	14175,1	19454,4	26955,3	34504,7	40667,9	48716,5
Exportación	0,0	29,6	205,9	421,4	290,2	1478,7	560,4	360,4	1592,3
Importación	0,0	29,5	204,2	399,5	289,8	1467,2	562,2	701,6	1923,0
Energía Disponible	6490,9	8466,9	10560,6	14153,2	19454,0	26943,8	34506,5	41009,1	49047,2
Intercambios (promedio Exp/Imp)	0,0	29,6	205,1	410,5	290,0	1473,0	561,3	531,0	1757,7
% de intercambios / energía disponible	0,0%	0,3%	1,9%	2,9%	1,5%	5,5%	1,6%	1,3%	3,6%
Ventas y Pérdidas (GWh)									
Energía Disponible	6490,9	8466,9	10560,6	14153,2	19454,0	26943,8	34506,5	41009,1	49047,2
Energía no servida (deficit)	0,0	14,0	33,3	92,8	93,4	16,2	11,0	20,6	11,0
Ventas	5763,1	7397,1	9138,5	11813,3	16088,9	22599,1	28404,4	34293,2	40242,2
Pérdidas	727,8	1069,8	1422,1	2339,9	3365,1	4344,7	6102,1	6715,9	8805,0
% de pérdidas	11,2%	12,6%	13,5%	16,5%	17,3%	16,1%	17,7%	16,4%	18,0%
Capacidad Instalada (MW)									
Hidro	664,5	1231,9	2583,5	2708,6	2797,0	3314,8	3881,0	4490,8	6008,6
Geo	30,0	95,0	130,0	165,0	235,3	405,4	437,4	506,8	625,5
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,5	68,6	182,6	897,2
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	72,5	205,3	529,8	725,8	1400,4
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	518,1
Térmica	970,0	1093,9	1218,0	1255,6	2113,5	3301,7	4217,2	5331,3	5596,8
Renovable	694,5	1326,9	2713,5	2873,6	3104,8	3968,0	4916,8	5906,0	9449,8
No renovable	970,0	1093,9	1218,0	1255,6	2113,5	3301,7	4217,2	5331,3	5596,8
% RENOVABLE	41,7%	54,8%	69,0%	69,6%	59,5%	54,6%	53,8%	52,6%	62,8%
Sector Público	1624,8	2420,8	3931,5	4129,2	4998,9	3681,5	3755,6	2132,6	2537,6
Sector Privado	39,6	0,0	0,0	0,0	219,4	3588,2	5378,4	6872,7	10421,6
% sector PRIVADO	2,4%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	49,4%	58,9%	61,2%	69,3%
Generación de Energía (GWh)									
Hidro	3012,6	5657,9	8078,6	12165,8	11468,5	15417,8	17051,2	20974,4	22235,8
Geo	66,0	365,3	664,2	747,6	1159,0	1999,4	2461,5	3131,1	3607,7
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	182,7	203,6	519,0	2869,8
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	127,3	721,6	1251,2	1775,9	3735,1
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	586,4
Térmica	3412,3	2443,8	1819,5	1261,7	6699,6	8633,8	13537,2	14267,5	15681,7
Renovable	3078,6	6023,2	8742,8	12913,4	12754,8	18321,5	20967,5	26400,4	33034,8
No renovable	3412,3	2443,8	1819,5	1261,7	6699,6	8633,8	13537,2	14267,5	15681,7
% RENOVABLE	47,4%	71,1%	82,8%	91,1%	65,6%	68,0%	60,8%	64,9%	67,8%
Pública	6435,4	8464,3	10527,0	14091,2	17024,4	13807,8	16083,9	16333,8	14074,4
Privada	55,5	2,7	35,3	83,9	2430,0	13147,5	18420,8	24334,1	34642,1
% Sector PRIVADO	0,9%	0,0%	0,3%	0,6%	12,5%	48,8%	53,4%	59,8%	71,1%
Cobertura de Electricidad									
Población (miles)	18426,6	20919,4	23724,2	26823,3	30150,3	34036,4	37678,0	41145,9	47614,2
Habitantes por Vivienda	5,47	5,35	5,27	5,11	4,92	4,73	4,50	4,22	4,19
Número de Viviendas (miles)	3371,4	3911,3	4498,1	5244,9	6125,9	7199,5	8368,9	9757,5	11373,2
Viviendas CON Electricidad	1345,1	1776,3	2294,5	2976,0	3809,1	5045,3	6465,2	8185,3	10465,5
Viviendas SIN Electricidad	2026,3	2135,0	2203,6	2268,9	2316,8	2154,2	1903,7	1572,2	907,7
% de Cobertura (Censal)	39,9%	45,4%	51,0%	56,7%	62,2%	70,1%	77,3%	83,9%	92,0%
Usuarios Residenciales (miles)	1130,0	1421,1	1918,1	2627,8	3522,3	4775,7	6046,5	7511,6	0,0
Otros Indicadores									
Ventas por Habitante (KWh)	352	405	445	528	645	792	916	997	1030
PIB Total US\$ millones Constantes (2010)	52345,9	61113,1	60849,1	67628,0	85511,2	104461,2	124269,0	152552,5	189677,4
PIB (US\$ miles de 2010 / KWh Vendido)	9083	8262	6659	5725	5315	4622	4375	4448	4713

Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

CENTROAMÉRICA Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (Gráficas)

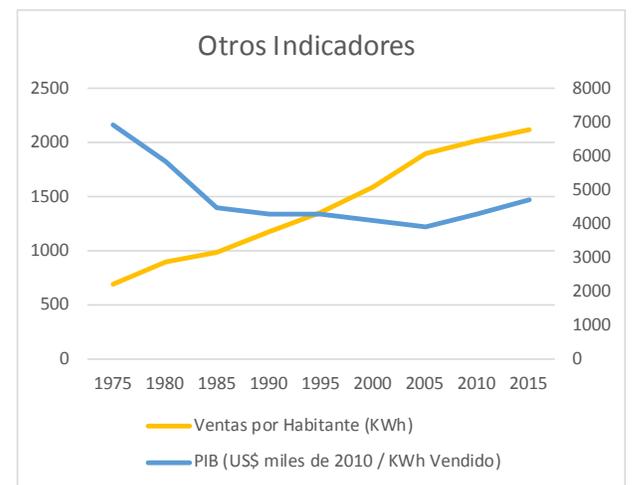
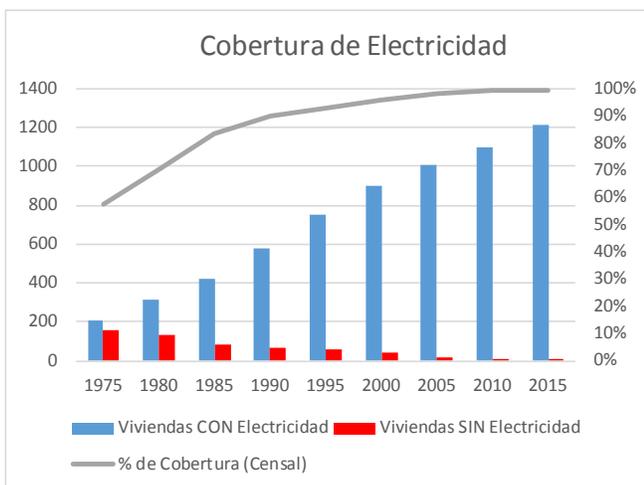
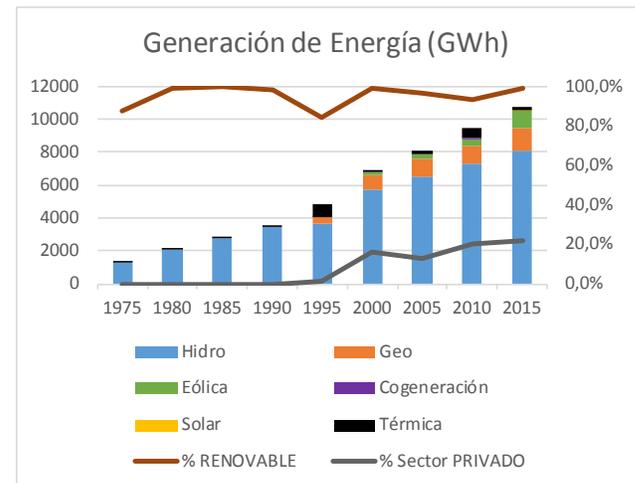
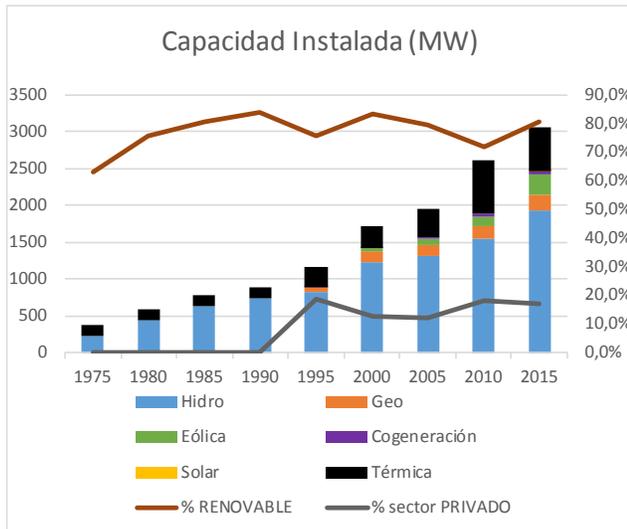
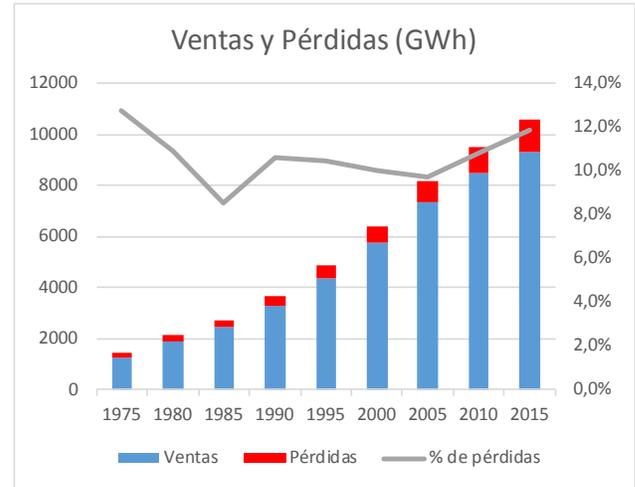
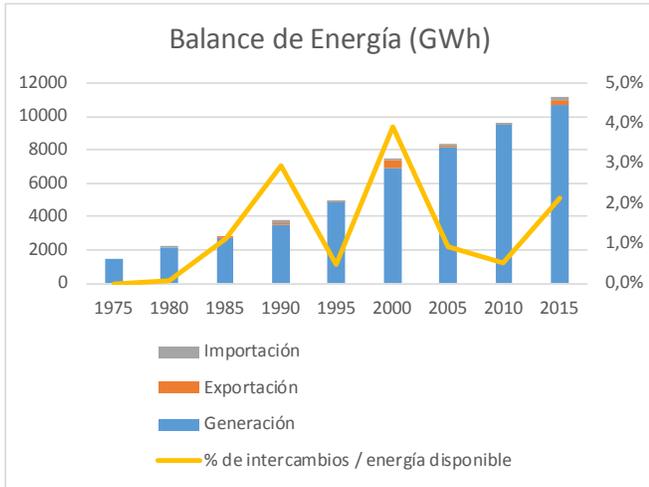


Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

CENTROAMÉRICA	Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (data)									
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	
% de intercambios										
CENTROAMÉRICA	0,0%	0,3%	1,9%	2,9%	1,5%	5,5%	1,6%	1,3%	3,6%	
COSTA RICA	0,0%	0,1%	1,1%	3,0%	0,5%	3,9%	0,9%	0,5%	2,1%	
EL SALVADOR	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	1,5%	11,2%	3,4%	2,2%	7,9%	
GUATEMALA	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	1,4%	9,2%	2,6%	3,1%	8,5%	
HONDURAS	0,0%	1,6%	5,8%	8,8%	0,8%	3,7%	0,6%	0,3%	0,9%	
NICARAGUA	0,0%	1,5%	9,3%	2,8%	4,3%	2,6%	0,5%	0,8%	0,7%	
PANAMÁ	0,0%	0,1%	0,0%	2,7%	2,3%	1,5%	1,4%	0,7%	0,8%	
% de pérdidas										
CENTROAMÉRICA	11,2%	12,6%	13,5%	16,5%	17,3%	16,1%	17,7%	16,4%	18,0%	
COSTA RICA	12,8%	10,9%	8,5%	10,6%	10,5%	10,0%	9,7%	10,8%	11,9%	
EL SALVADOR	9,9%	11,7%	12,8%	15,6%	12,6%	11,0%	13,9%	13,8%	12,0%	
GUATEMALA	9,2%	11,2%	16,6%	14,1%	14,1%	11,6%	18,2%	15,8%	15,9%	
HONDURAS	19,2%	12,1%	12,6%	23,2%	29,4%	18,1%	23,3%	23,9%	31,2%	
NICARAGUA	14,2%	15,6%	13,0%	17,6%	29,6%	31,9%	31,1%	27,2%	24,7%	
PANAMÁ	8,0%	15,5%	18,2%	22,1%	17,4%	22,7%	17,9%	14,4%	15,9%	
% Capacidad Instalada RENOVABLE										
CENTROAMÉRICA	41,7%	54,8%	69,0%	69,6%	59,5%	54,6%	53,8%	52,6%	62,8%	
COSTA RICA	62,9%	75,9%	80,5%	84,1%	75,7%	83,3%	79,6%	72,1%	80,6%	
EL SALVADOR	50,2%	72,5%	76,4%	74,3%	54,3%	51,0%	56,3%	53,3%	53,7%	
GUATEMALA	42,3%	26,7%	62,3%	60,2%	51,5%	43,4%	46,5%	52,8%	58,2%	
HONDURAS	43,4%	52,2%	76,9%	80,9%	57,4%	47,4%	35,3%	37,7%	58,5%	
NICARAGUA	48,7%	34,2%	41,4%	47,7%	46,9%	32,1%	42,1%	35,6%	46,1%	
PANAMÁ	14,4%	48,3%	64,6%	62,4%	60,5%	50,0%	53,1%	47,4%	66,0%	
% Capacidad Instalada PRIVADA										
CENTROAMÉRICA	2,4%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%	49,4%	58,9%	61,2%	69,3%	
COSTA RICA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	18,7%	12,8%	12,1%	18,1%	17,3%	
EL SALVADOR	7,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	50,1%	63,6%	68,1%	71,1%	
GUATEMALA	1,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	61,7%	71,0%	76,8%	85,0%	
HONDURAS	7,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	45,4%	62,1%	64,1%	77,1%	
NICARAGUA	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	46,1%	70,0%	78,0%	81,1%	
PANAMÁ	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	87,6%	89,0%	81,5%	90,8%	
% Generación Electricidad RENOVABLE										
CENTROAMÉRICA	47,4%	71,1%	82,8%	91,1%	65,6%	68,0%	60,8%	64,9%	67,8%	
COSTA RICA	87,8%	98,8%	99,8%	98,7%	84,7%	99,1%	96,6%	93,3%	99,0%	
EL SALVADOR	46,8%	98,7%	93,6%	93,6%	57,3%	57,6%	57,1%	65,6%	57,0%	
GUATEMALA	29,9%	20,0%	45,2%	92,3%	58,0%	58,6%	52,6%	63,2%	68,4%	
HONDURAS	77,6%	91,6%	97,1%	100,2%	59,9%	60,5%	33,4%	47,9%	44,3%	
NICARAGUA	44,6%	53,7%	57,9%	61,2%	42,6%	17,1%	33,5%	36,3%	48,2%	
PANAMÁ	16,8%	55,0%	80,7%	84,0%	69,6%	70,5%	64,3%	58,2%	67,9%	
% Generación Electricidad PRIVADA										
CENTROAMÉRICA	0,9%	0,0%	0,3%	0,6%	12,5%	48,8%	53,4%	59,8%	71,1%	
COSTA RICA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,6%	16,3%	13,1%	19,8%	21,4%	
EL SALVADOR	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,1%	43,7%	21,5%	64,6%	76,8%	
GUATEMALA	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	32,3%	58,7%	71,0%	69,9%	81,8%	
HONDURAS	5,6%	0,1%	0,4%	0,0%	31,6%	39,5%	69,9%	59,4%	80,3%	
NICARAGUA	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	55,0%	77,6%	80,5%	93,3%	
PANAMÁ	0,0%	0,1%	1,2%	3,2%	3,9%	90,9%	89,3%	88,2%	94,3%	
% Cobertura Eléctrica										
CENTROAMÉRICA	39,9%	45,4%	51,0%	56,7%	62,2%	70,1%	77,3%	83,9%	92,0%	
COSTA RICA	57,7%	70,6%	83,5%	90,0%	92,7%	95,9%	98,1%	99,1%	99,5%	
EL SALVADOR	39,6%	47,6%	57,3%	69,0%	77,8%	84,5%	87,5%	91,6%	95,0%	
GUATEMALA	31,1%	35,3%	40,0%	45,1%	50,1%	62,7%	74,0%	81,8%	90,5%	
HONDURAS	34,0%	35,7%	37,8%	40,2%	45,1%	54,9%	66,5%	81,3%	92,0%	
NICARAGUA	34,9%	38,2%	42,0%	46,0%	50,5%	55,2%	60,3%	65,0%	81,0%	
PANAMÁ	57,6%	62,5%	66,4%	68,7%	74,8%	81,4%	84,4%	87,6%	93,0%	
Ventas por Habitante (KWh)										
CENTROAMÉRICA	352	405	445	528	645	792	916	997	1.030	
COSTA RICA	697	896	984	1.184	1.361	1.594	1.897	2.012	2.116	
EL SALVADOR	258	338	358	431	613	745	917	954	954	
GUATEMALA	177	230	218	299	384	483	557	554	578	
HONDURAS	171	233	281	388	486	614	769	866	987	
NICARAGUA	281	285	305	315	339	432	511	572	649	
PANAMÁ	1.063	923	1.122	1.144	1.323	1.699	1.800	2.064	2.532	
PIB (US\$ miles de 2010 / KWh de Ventas)										
CENTROAMÉRICA	9.083	8.262	6.659	5.725	5.315	4.622	4.375	4.448	4.713	
COSTA RICA	6.910	5.868	4.496	4.309	4.292	4.123	3.934	4.273	4.698	
EL SALVADOR	13.059	9.337	7.106	6.197	5.407	4.885	4.434	4.168	4.147	
GUATEMALA	16.149	14.752	13.835	9.996	8.282	6.442	6.115	6.031	6.053	
HONDURAS	9.747	7.929	6.158	5.136	4.638	3.214	3.117	3.092	3.177	
NICARAGUA	10.536	11.027	10.394	8.999	11.316	10.654	10.175	11.790	13.410	
PANAMÁ	4.091	3.689	2.884	2.241	1.806	1.742	1.648	1.403	1.425	

Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

COSTA RICA Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (Gráficas)

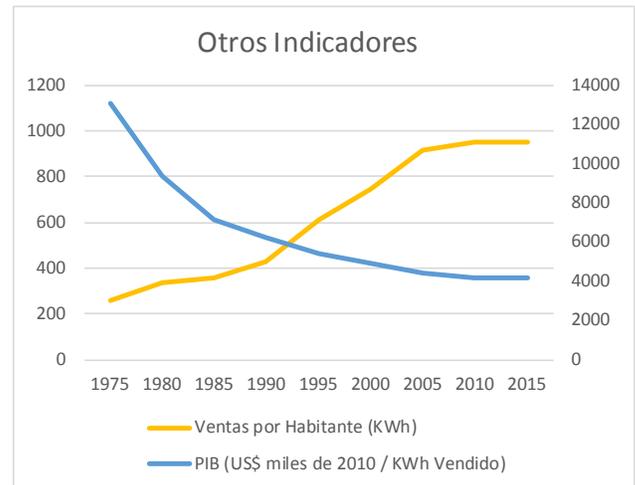
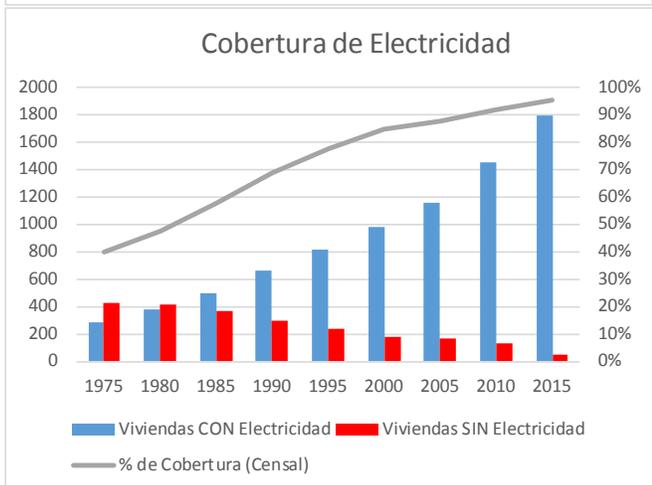
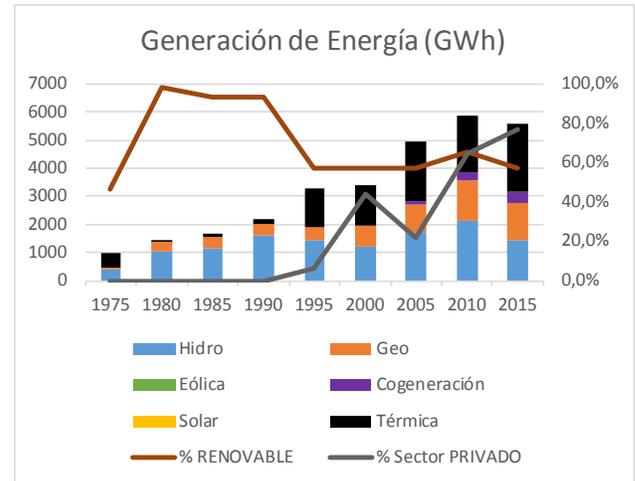
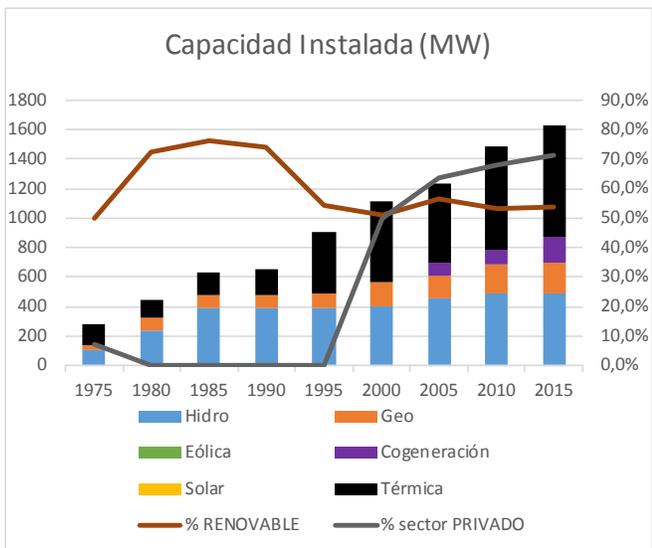
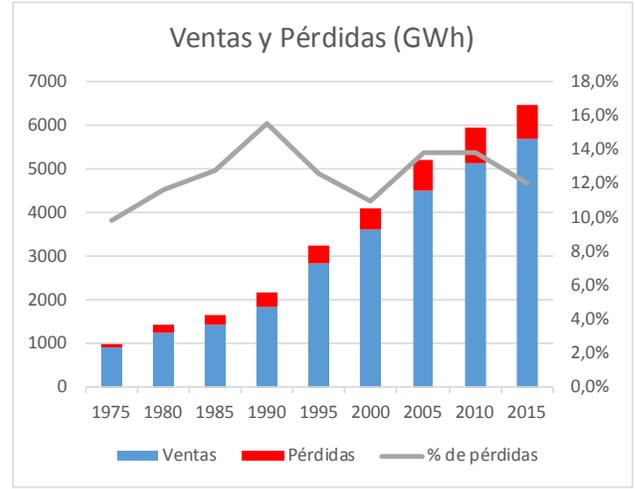
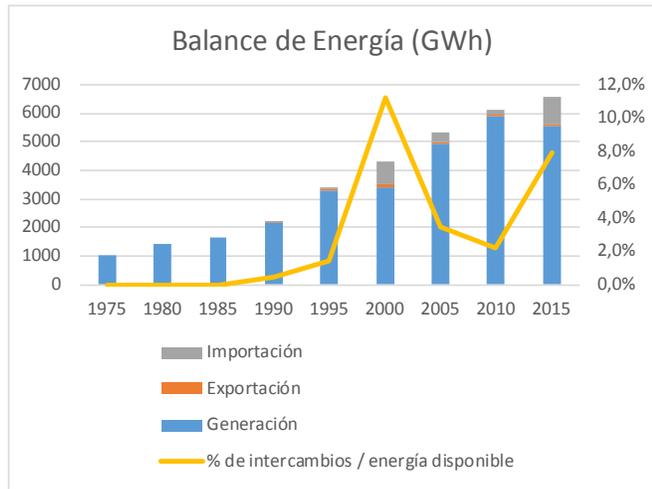


Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

COSTA RICA	Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (data)								
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Balance de Energía (GWh)									
Generación	1428,0	2122,7	2761,9	3542,9	4826,0	6885,7	8146,3	9503,0	10713,6
Exportación	0,0	0,0	59,9	31,9	11,0	497,3	69,8	38,4	280,1
Importación	0,0	2,3	0,0	186,3	36,1	0,4	81,2	62,1	172,5
Energía Disponible	1428,0	2125,0	2702,0	3697,3	4851,1	6388,8	8157,7	9526,7	10606,0
Intercambios (promedio Exp/Imp)	0,0	1,2	30,0	109,1	23,6	248,9	75,5	50,3	226,3
% de intercambios / energía disponible	0,0%	0,1%	1,1%	3,0%	0,5%	3,9%	0,9%	0,5%	2,1%
Ventas y Pérdidas (GWh)									
Energía Disponible	1428,0	2125,0	2702,0	3697,3	4851,1	6388,8	8157,7	9526,7	10606,0
Energía no servida (deficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,9	0,0
Ventas	1245,4	1893,6	2471,6	3304,8	4342,6	5750,4	7363,4	8495,3	9343,7
Pérdidas	182,6	231,4	230,4	392,5	508,5	638,4	794,3	1031,4	1262,3
% de pérdidas	12,8%	10,9%	8,5%	10,6%	10,5%	10,0%	9,7%	10,8%	11,9%
Capacidad Instalada (MW)	364,3	584,7	777,2	888,5	1170,5	1711,2	1961,1	2605,2	3067,6
Hidro	229,2	443,5	625,6	747,3	818,5	1225,5	1303,6	1553,2	1935,4
Geo	0,0	0,0	0,0	0,0	60,3	145,0	165,7	165,7	217,4
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,5	68,6	119,6	278,1
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	12,0	24,0	40,0	40,0
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Térmica	135,1	141,2	151,6	141,2	284,2	286,2	399,2	726,7	595,7
Renovable	229,2	443,5	625,6	747,3	886,3	1425,0	1561,9	1878,5	2471,9
No renovable	135,1	141,2	151,6	141,2	284,2	286,2	399,2	726,7	595,7
% RENOVABLE	62,9%	75,9%	80,5%	84,1%	75,7%	83,3%	79,6%	72,1%	80,6%
Sector Público	364,3	584,7	777,2	888,5	951,1	1491,8	1723,4	2132,6	2537,6
Sector Privado	0,0	0,0	0,0	0,0	219,4	219,4	237,7	472,7	529,9
% sector PRIVADO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	18,7%	12,8%	12,1%	18,1%	17,3%
Generación de Energía (GWh)	1428,0	2122,7	2761,9	3542,9	4826,0	6885,7	8146,3	9503,0	10713,6
Hidro	1254,0	2097,6	2757,6	3497,4	3615,1	5684,1	6559,9	7261,7	8066,6
Geo	0,0	0,0	0,0	0,0	468,2	937,5	1090,1	1176,1	1375,6
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	182,7	203,6	358,7	1079,5
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	19,1	12,5	65,3	82,3
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
Térmica	174,0	25,1	4,3	45,5	739,9	62,3	280,2	641,2	108,1
Renovable	1254,0	2097,6	2757,6	3497,4	4086,1	6823,4	7866,1	8861,8	10605,5
No renovable	174,0	25,1	4,3	45,5	739,9	62,3	280,2	641,2	108,1
% RENOVABLE	87,8%	98,8%	99,8%	98,7%	84,7%	99,1%	96,6%	93,3%	99,0%
Pública	1428,0	2122,7	2761,9	3542,9	4747,6	5761,2	7081,8	7621,1	8415,7
Privada	0,0	0,0	0,0	0,0	78,4	1124,5	1064,5	1881,9	2297,9
% Sector PRIVADO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,6%	16,3%	13,1%	19,8%	21,4%
Cobertura de Electricidad									
Población (miles)	1992,4	2302,0	2666,0	3050,6	3469,8	3925,3	4273,9	4563,5	5012,6
Habitantes por Vivienda	5,46	5,11	5,29	4,76	4,29	4,19	4,15	4,11	4,11
Número de Viviendas (miles)	364,8	450,3	504,2	641,2	809,4	937,9	1030,5	1111,3	1219,6
Viviendas CON Electricidad	210,6	318,1	420,9	576,8	750,3	899,2	1011,2	1101,4	1213,3
Viviendas SIN Electricidad	154,3	132,2	83,3	64,3	59,1	38,6	19,3	9,9	6,3
% de Cobertura (Censal)	57,7%	70,6%	83,5%	90,0%	92,7%	95,9%	98,1%	99,1%	99,5%
Usuarios Residenciales (miles)	203,3	318,1	420,9	589,6	749,2	917,6	1082,9	1264,4	0,0
Otros Indicadores									
Ventas por Habitante (KWh)	697	896	984	1184	1361	1594	1897	2012	2116
PIB Total US\$ millones Constantes (2010)	8605,7	11110,8	11113,5	14240,5	18638,8	23709,1	28967,1	36298,3	43893,4
PIB (US\$ miles de 2010 / KWh Vendido)	6910	5868	4496	4309	4292	4123	3934	4273	4698

Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

EL SALVADOR Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (Gráficas)

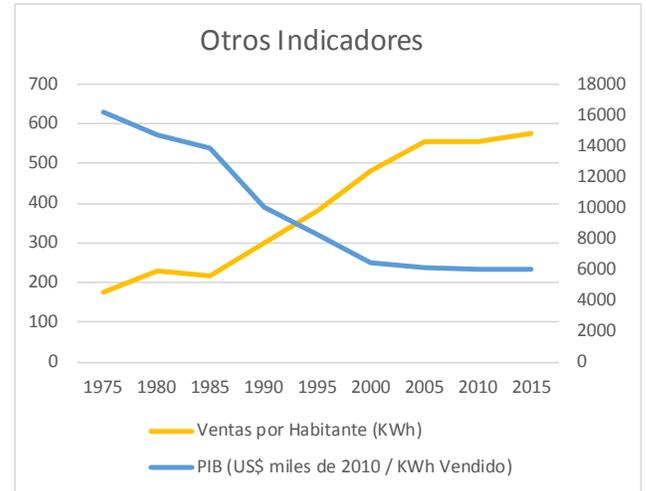
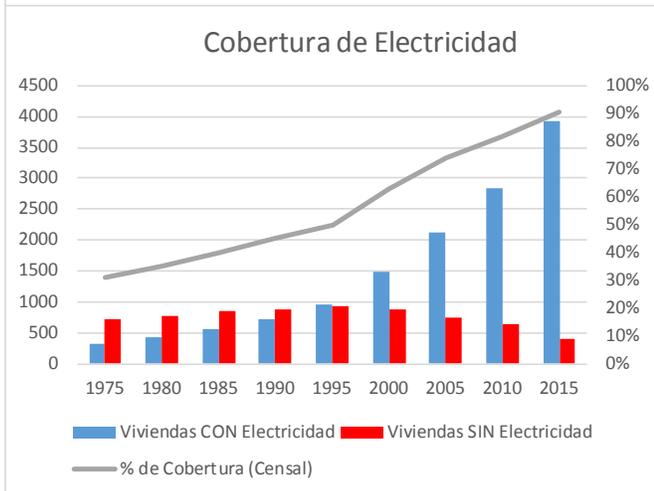
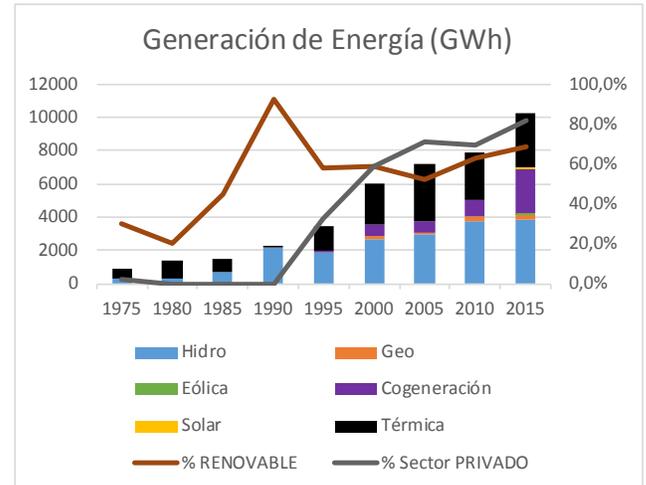
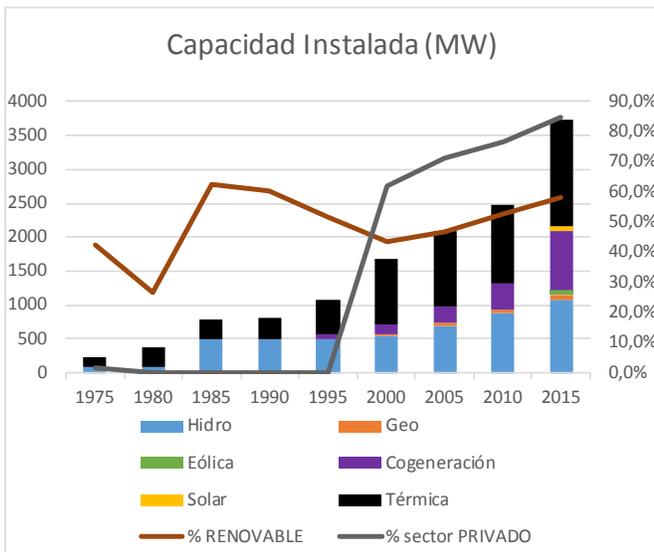
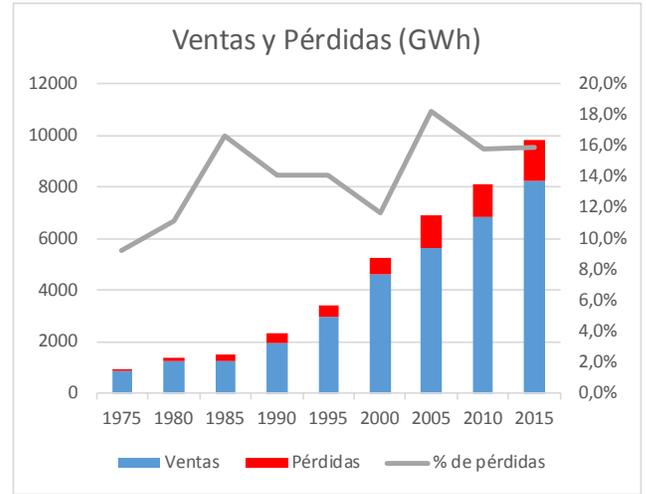
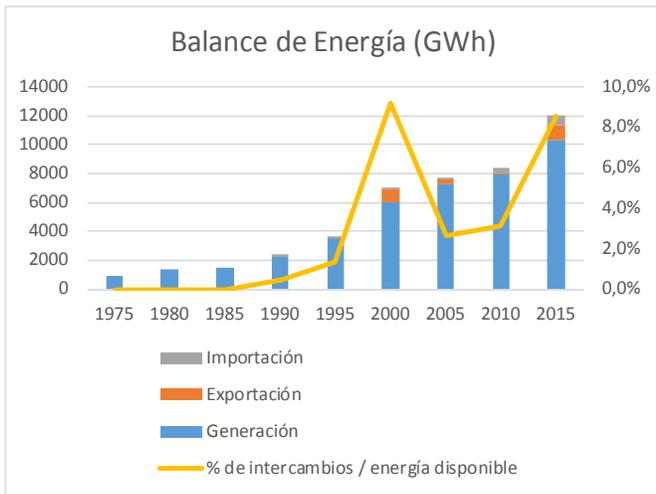


Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

EL SALVADOR	Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (data)								
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Balance de Energía (GWh)									
Generación	1002,0	1427,8	1650,4	2164,4	3270,8	3390,3	4943,4	5877,6	5568,5
Exportación	0,0	0,0	0,0	9,4	64,9	111,7	37,8	89,0	64,2
Importación	0,0	0,0	0,0	10,8	29,7	807,7	322,1	174,2	963,4
Energía Disponible	1002,0	1427,8	1650,4	2165,8	3235,6	4086,3	5227,7	5962,8	6467,7
Intercambios (promedio Exp/Imp)	0,0	0,0	0,0	10,1	47,3	459,7	180,0	131,6	513,8
% de intercambios / energía disponible	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	1,5%	11,2%	3,4%	2,2%	7,9%
Ventas y Pérdidas (GWh)									
Energía Disponible	1002,0	1427,8	1650,4	2165,8	3235,6	4086,3	5227,7	5962,8	6467,7
Energía no servida (deficit)	0,0	14,0	33,3	81,3	15,1	7,1	8,8	5,0	0,0
Ventas	903,0	1261,4	1439,6	1828,2	2827,7	3637,8	4502,0	5138,2	5692,5
Pérdidas	99,0	166,4	210,8	337,6	407,9	448,5	725,7	824,6	775,2
% de pérdidas	9,9%	11,7%	12,8%	15,6%	12,6%	11,0%	13,9%	13,8%	12,0%
Capacidad Instalada (MW)	275,3	449,9	631,8	650,4	908,5	1114,0	1231,8	1481,1	1633,1
Hidro	108,1	231,4	388,0	388,0	388,0	406,2	460,9	486,5	490,2
Geo	30,0	95,0	95,0	95,0	105,0	161,4	151,2	204,4	204,4
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	81,0	99,0	181,9
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Térmica	137,2	123,5	148,8	167,4	415,5	546,4	538,7	691,2	756,6
Renovable	138,1	326,4	483,0	483,0	493,0	567,6	693,1	789,9	876,5
No renovable	137,2	123,5	148,8	167,4	415,5	546,4	538,7	691,2	756,6
% RENOVBABLE	50,2%	72,5%	76,4%	74,3%	54,3%	51,0%	56,3%	53,3%	53,7%
Sector Público	255,7	449,9	631,8	650,4	908,5	556,1	448,6	2132,6	2537,6
Sector Privado	19,6	0,0	0,0	0,0	0,0	557,9	783,2	1009,1	1160,5
% sector PRIVADO	7,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	50,1%	63,6%	68,1%	71,1%
Generación de Energía (GWh)	1002,0	1427,8	1650,4	2164,4	3270,8	3390,3	4943,4	5877,6	5568,5
Hidro	403,0	1043,5	1165,8	1641,5	1464,9	1213,1	1712,3	2145,4	1419,4
Geo	66,0	365,3	379,6	384,3	410,1	738,9	985,2	1427,5	1375,6
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	126,5	282,7	377,0
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Térmica	533,0	19,0	105,0	138,6	1395,8	1438,3	2119,4	2022,0	2396,5
Renovable	469,0	1408,8	1545,4	2025,8	1875,0	1952,0	2824,0	3855,6	3172,0
No renovable	533,0	19,0	105,0	138,6	1395,8	1438,3	2119,4	2022,0	2396,5
% RENOVBABLE	46,8%	98,7%	93,6%	93,6%	57,3%	57,6%	57,1%	65,6%	57,0%
Pública	1002,0	1427,8	1650,5	2164,3	3071,0	1909,3	3878,9	2079,0	1292,0
Privada	0,0	0,0	0,0	0,0	199,7	1480,9	1064,5	3798,6	4276,5
% Sector PRIVADO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,1%	43,7%	21,5%	64,6%	76,8%
Cobertura de Electricidad	3810,3	4155,9	4532,8	4943,9	5238,0	5443,2	5656,5	5827,2	6781,4
Población (miles)	5,38	5,31	5,25	5,19	4,98	4,72	4,26	3,68	3,70
Habitantes por Vivienda	708,8	782,2	863,1	952,5	1051,1	1153,5	1327,4	1584,8	1832,8
Número de Viviendas (miles)	280,4	372,5	494,8	657,3	818,0	974,7	1161,5	1451,7	1788,2
Viviendas CON Electricidad	428,4	409,7	368,3	295,2	233,0	178,8	165,9	133,1	44,6
Viviendas SIN Electricidad	39,6%	47,6%	57,3%	69,0%	77,8%	84,5%	87,5%	91,6%	95,0%
% de Cobertura (Censal)	235,7	299,3	391,9	544,7	767,0	1001,5	1191,3	1483,6	0,0
Usuarios Residenciales (miles)									
Otros Indicadores									
Ventas por Habitante (KWh)	258	338	358	431	613	745	917	954	954
PIB Total US\$ millones Constantes (2010)	11791,9	11777,5	10230,1	11329,6	15289,0	17772,3	19961,5	21418,3	23606,4
PIB (US\$ miles de 2010 / KWh Vendido)	13059	9337	7106	6197	5407	4885	4434	4168	4147

Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

GUATEMALA Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (Gráficas)



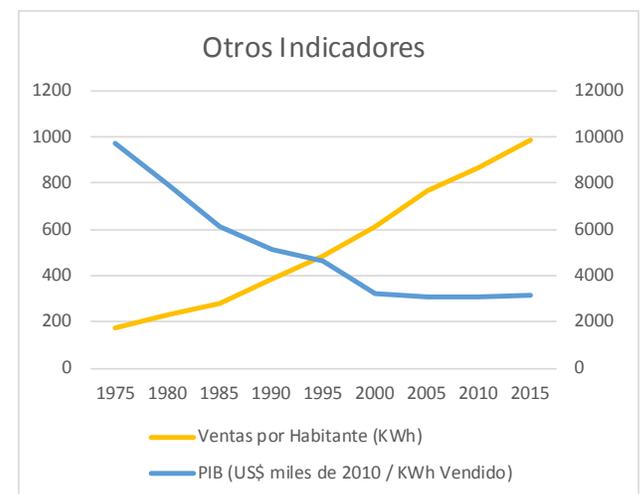
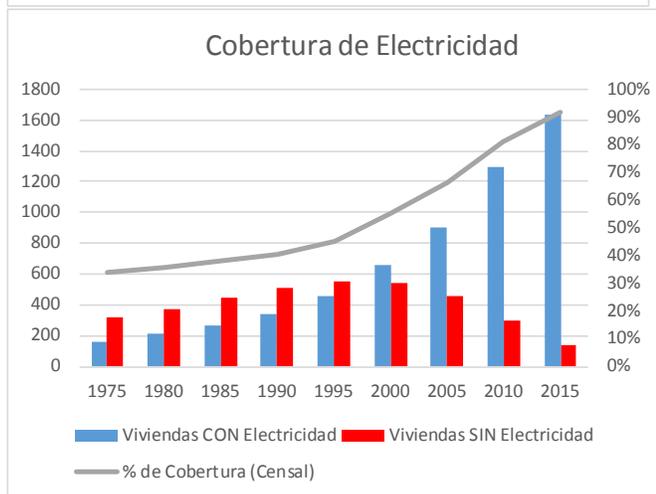
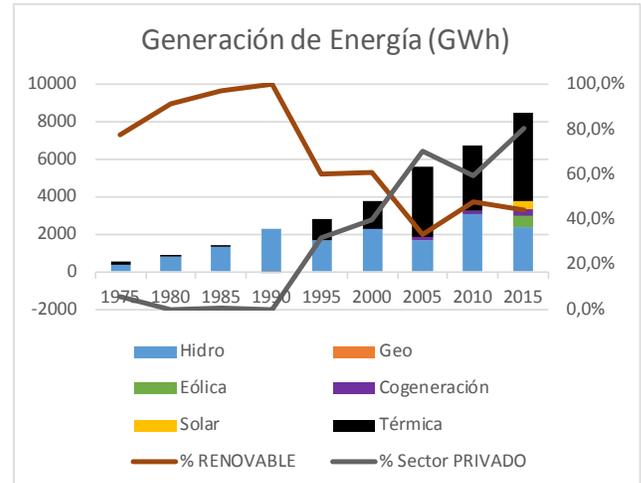
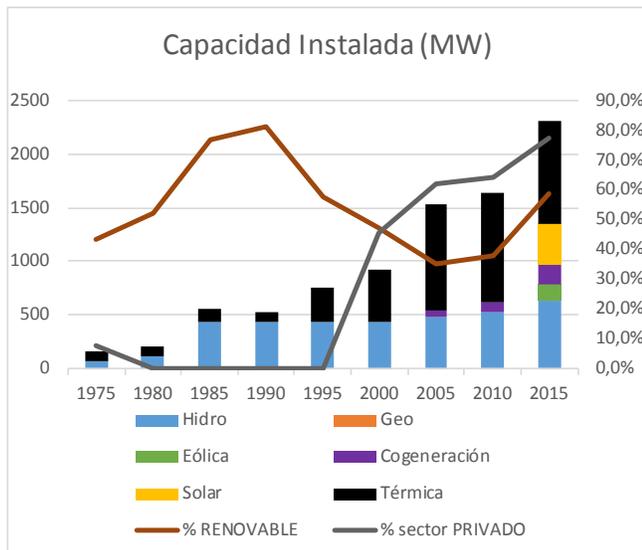
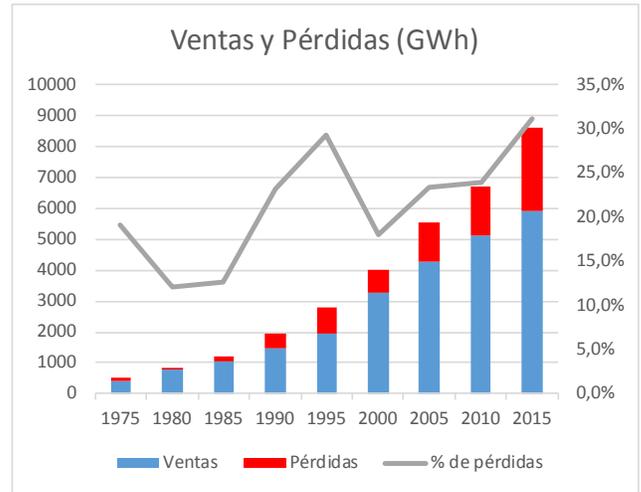
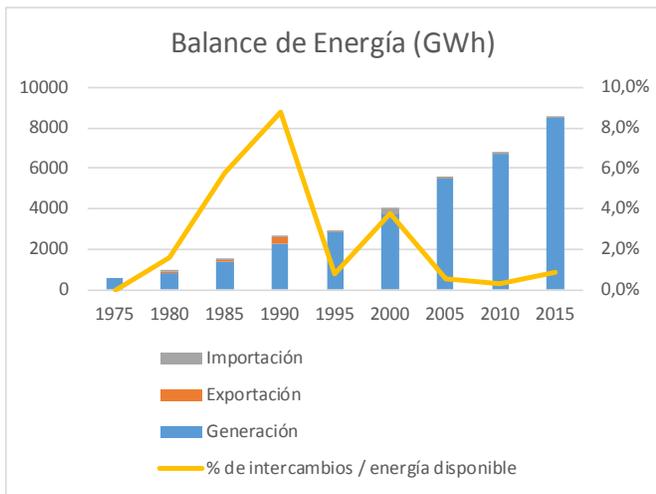
Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

GUATEMALA	Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (data)								
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Balance de Energía (GWh)									
Generación	941,7	1391,4	1493,2	2318,4	3479,3	6047,7	7220,5	7914,0	10301,9
Exportación	0,0	0,0	0,0	10,8	29,7	840,9	335,4	138,9	1087,2
Importación	0,0	0,0	0,0	9,4	64,9	122,9	23,2	362,3	584,8
Energía Disponible	941,7	1391,4	1493,2	2317,0	3448,0	5229,5	6908,3	8137,4	9799,5
Intercambios (promedio Exp/Imp)	0,0	0,0	0,0	10,1	47,3	481,9	179,3	250,6	836,0
% de intercambios / energía disponible	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	1,4%	9,2%	2,6%	3,1%	8,5%
Ventas y Pérdidas (GWh)									
Energía Disponible	941,7	1391,4	1493,2	2317,0	3448,0	5229,5	6908,3	8137,4	9799,5
Energía no servida (deficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	14,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Ventas	854,7	1235,7	1245,0	1989,4	2960,7	4620,5	5650,4	6853,7	8240,8
Pérdidas	87,0	155,7	248,2	327,6	487,3	609,0	1257,9	1283,7	1558,7
% de pérdidas	9,2%	11,2%	16,6%	14,1%	14,1%	11,6%	18,2%	15,8%	15,9%
Capacidad Instalada (MW)	226,3	366,5	783,4	810,9	1082,3	1670,1	2088,9	2474,5	3723,0
Hidro	95,8	97,7	488,1	488,1	502,1	532,7	701,0	884,7	1087,0
Geo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29,0	33,0	49,2	49,2
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75,9
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	55,0	163,7	238,2	371,5	870,7
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	85,0
Térmica	130,6	268,8	295,3	322,8	525,2	944,7	1116,7	1169,1	1555,2
Renovable	95,8	97,7	488,1	488,1	557,1	725,4	972,2	1305,4	2167,8
No renovable	130,6	268,8	295,3	322,8	525,2	944,7	1116,7	1169,1	1555,2
% RENOVABLE	42,3%	26,7%	62,3%	60,2%	51,5%	43,4%	46,5%	52,8%	58,2%
Sector Público	222,3	366,5	783,4	810,9	1082,3	639,6	605,2	573,6	558,8
Sector Privado	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1030,5	1483,7	1900,9	3164,2
% sector PRIVADO	1,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	61,7%	71,0%	76,8%	85,0%
Generación de Energía (GWh)	941,7	1391,4	1493,2	2318,4	3479,3	6047,7	7220,5	7914,0	10301,9
Hidro	281,6	277,6	675,2	2140,6	1903,8	2673,9	2927,9	3767,0	3851,8
Geo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	202,2	145,0	259,3	251,5
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	107,3
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	114,6	668,6	723,7	978,9	2690,2
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	149,3
Térmica	660,1	1113,8	818,0	177,8	1460,9	2503,0	3423,9	2908,8	3251,8
Renovable	281,6	277,6	675,2	2140,6	2018,4	3544,7	3796,6	5005,2	7050,1
No renovable	660,1	1113,8	818,0	177,8	1460,9	2503,0	3423,9	2908,8	3251,8
% RENOVABLE	29,9%	20,0%	45,2%	92,3%	58,0%	58,6%	52,6%	63,2%	68,4%
Pública	922,9	1391,4	1493,2	2318,4	2356,4	2495,4	2095,5	2385,0	1876,3
Privada	18,8	0,0	0,0	0,0	1122,9	3552,3	5125,0	5529,0	8425,6
% Sector PRIVADO	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	32,3%	58,7%	71,0%	69,9%	81,8%
Cobertura de Electricidad									
Población (miles)	5173,3	5897,6	6679,3	7552,2	8649,3	10427,5	12103,2	13697,3	16952,4
Habitantes por Vivienda	4,98	4,89	4,76	4,68	4,58	4,42	4,20	3,96	3,91
Número de Viviendas (miles)	1038,3	1206,7	1404,6	1614,9	1887,9	2358,6	2879,1	3457,7	4340,8
Viviendas CON Electricidad	322,5	426,1	561,5	727,8	945,2	1478,8	2130,1	2828,9	3928,5
Viviendas SIN Electricidad	715,8	780,5	843,0	887,1	942,8	879,8	749,0	628,8	412,4
% de Cobertura (Censal)	31,1%	35,3%	40,0%	45,1%	50,1%	62,7%	74,0%	81,8%	90,5%
Usuarios Residenciales (miles)	215,4	276,0	407,7	539,9	778,5	1328,1	1790,2	2123,5	0,0
Otros Indicadores									
Ventas por Habitante (KWh)	177	230	218	299	384	483	557	554	578
PIB Total US\$ millones Constantes (2010)	13802,3	18229,3	17224,3	19885,4	24521,0	29764,7	34550,7	41338,0	49882,9
PIB (US\$ miles de 2010 / KWh Vendido)	16149	14752	13835	9996	8282	6442	6115	6031	6053

Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores

HONDURAS

Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (Gráficas)

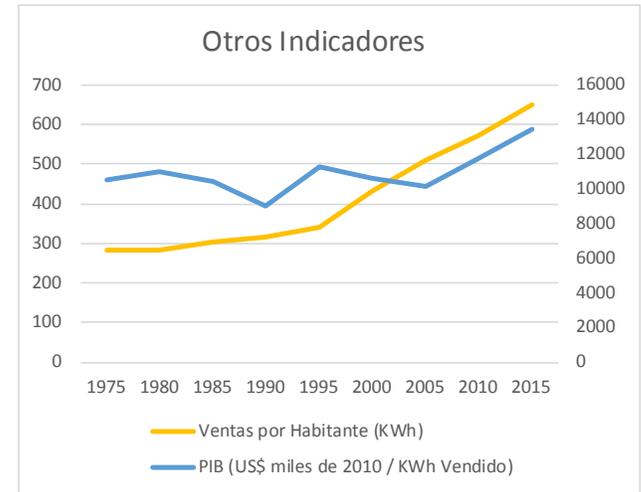
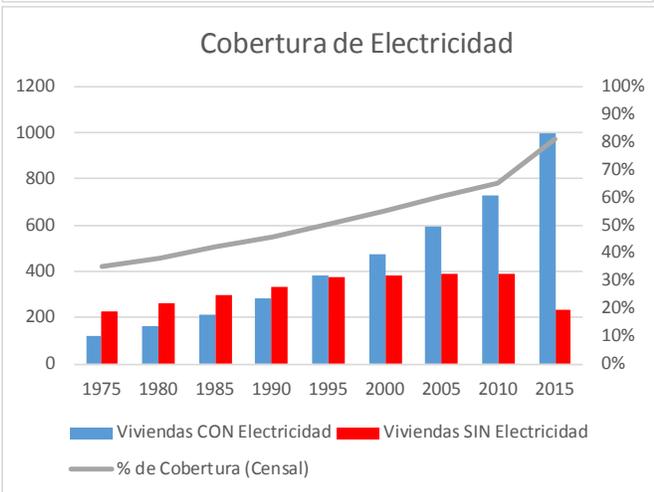
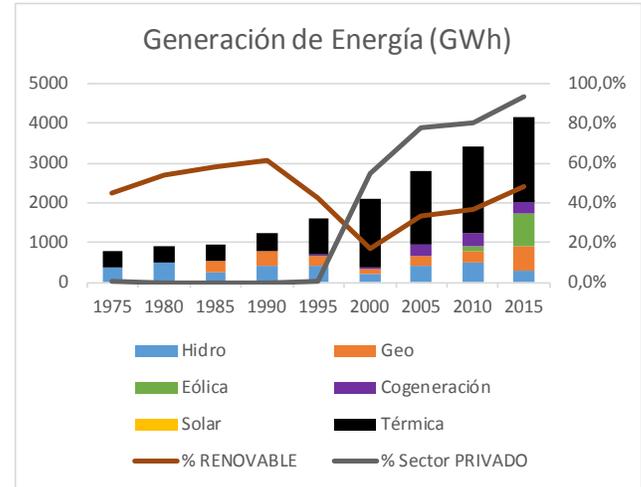
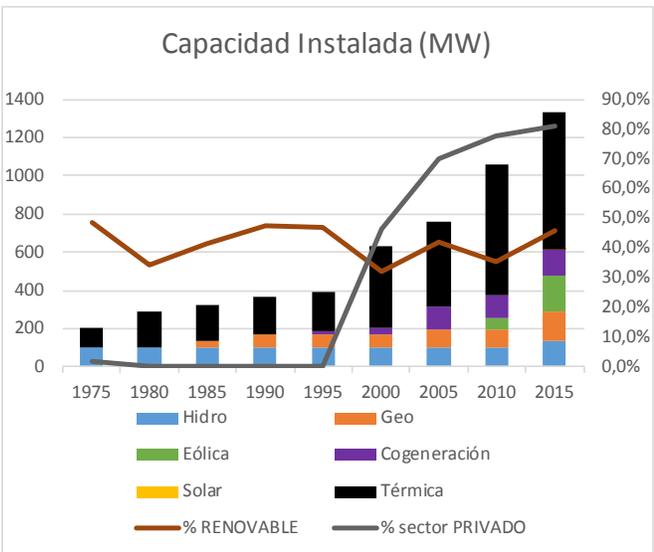
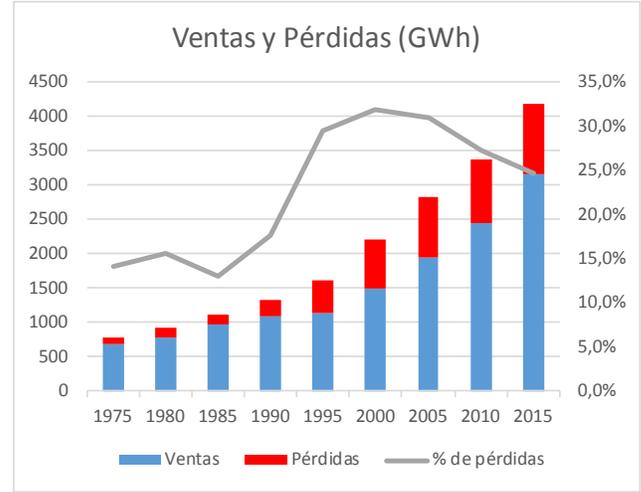
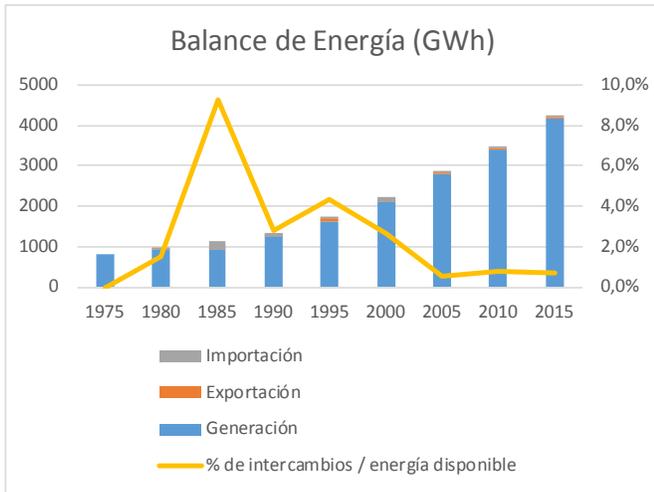


HONDURAS	Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (data)								
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Balance de Energía (GWh)									
Generación	540,7	854,2	1346,2	2273,6	2797,6	3738,9	5495,5	6721,8	8459,7
Exportación	0,0	9,0	134,2	337,4	30,0	12,7	2,8	13,3	0,0
Importación	0,0	18,3	6,3	3,2	11,7	287,9	58,3	22,1	151,7
Energía Disponible	540,7	863,5	1218,3	1939,4	2779,3	4014,1	5551,0	6730,6	8611,4
Intercambios (promedio Exp/Imp)	0,0	13,7	70,3	170,3	20,9	150,3	30,6	17,7	75,9
% de intercambios / energía disponible	0,0%	1,6%	5,8%	8,8%	0,8%	3,7%	0,6%	0,3%	0,9%
Ventas y Pérdidas (GWh)									
Energía Disponible	540,7	863,5	1218,3	1939,4	2779,3	4014,1	5551,0	6730,6	8611,4
Energía no servida (deficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ventas	436,9	759,3	1064,8	1489,5	1962,7	3288,8	4256,3	5122,1	5920,6
Pérdidas	103,8	104,2	153,5	449,9	816,6	725,3	1294,7	1608,5	2690,8
% de pérdidas	19,2%	12,1%	12,6%	23,2%	29,4%	18,1%	23,3%	23,9%	31,2%
Capacidad Instalada (MW)									
Hidro	68,6	108,5	431,0	431,0	434,2	435,2	479,1	526,4	636,9
Geo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	152,0
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	59,8	93,5	174,0
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	388,0
Térmica	89,5	99,4	129,4	101,6	321,7	483,6	987,9	1022,5	956,4
Renovable	68,6	108,5	431,0	431,0	434,2	435,2	538,9	619,9	1350,9
No renovable	89,5	99,4	129,4	101,6	321,7	483,6	987,9	1022,5	956,4
% RENOVBABLE	43,4%	52,2%	76,9%	80,9%	57,4%	47,4%	35,3%	37,7%	58,5%
Sector Público	146,1	207,9	560,4	532,6	755,9	501,5	578,8	589,0	529,0
Sector Privado	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	417,3	948,0	1053,4	1778,3
% sector PRIVADO	7,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	45,4%	62,1%	64,1%	77,1%
Generación de Energía (GWh)									
Hidro	419,7	782,1	1306,7	2278,6	1675,9	2262,3	1719,2	3080,2	2340,1
Geo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	664,6
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	115,1	142,1	324,8
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	417,2
Térmica	121,0	72,1	39,5	-5,0	1121,7	1476,1	3791,4	3499,5	4713,0
Renovable	419,7	782,1	1306,7	2278,6	1675,9	2262,8	1834,3	3222,3	3746,7
No renovable	121,0	72,1	39,5	-5,0	1121,7	1476,1	3791,4	3499,5	4713,0
% RENOVBABLE	77,6%	91,6%	97,1%	100,2%	59,9%	60,5%	33,4%	47,9%	44,3%
Pública	510,5	853,6	1340,5	2273,6	1914,9	2262,3	1652,8	2730,7	1668,8
Privada	30,2	0,6	5,7	0,0	882,7	1476,6	3842,7	3991,1	6790,9
% Sector PRIVADO	5,6%	0,1%	0,4%	0,0%	31,6%	39,5%	69,9%	59,4%	80,3%
Cobertura de Electricidad									
Población (miles)	3061,4	3584,7	4197,5	4868,2	5565,5	6362,7	7079,9	7825,0	8725,5
Habitantes por Vivienda	6,35	6,10	5,90	5,67	5,51	5,28	5,20	4,92	4,92
Número de Viviendas (miles)	482,5	587,2	710,9	857,9	1009,8	1206,1	1362,7	1591,2	1774,3
Viviendas CON Electricidad	164,0	209,9	268,8	345,2	455,3	662,0	906,6	1293,1	1632,4
Viviendas SIN Electricidad	318,5	377,3	442,1	512,6	554,5	544,1	456,1	298,1	141,9
% de Cobertura (Censal)	34,0%	35,7%	37,8%	40,2%	45,1%	54,9%	66,5%	81,3%	92,0%
Usuarios Residenciales (miles)	88,0	122,0	192,0	286,1	412,9	588,9	809,8	1158,4	0,0
Otros Indicadores									
Ventas por Habitante (KWh)	171	233	281	388	486	614	769	866	987
PIB Total US\$ millones Constantes (2010)	4258,7	6020,8	6556,8	7649,6	9102,3	10569,7	13268,4	15839,3	18806,8
PIB (US\$ miles de 2010 / KWh Vendido)	9747	7929	6158	5136	4638	3214	3117	3092	3177

Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

NICARAGUA

Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (Gráficas)

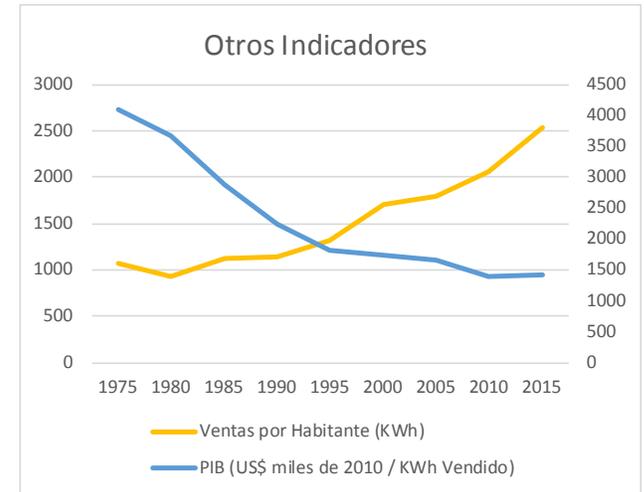
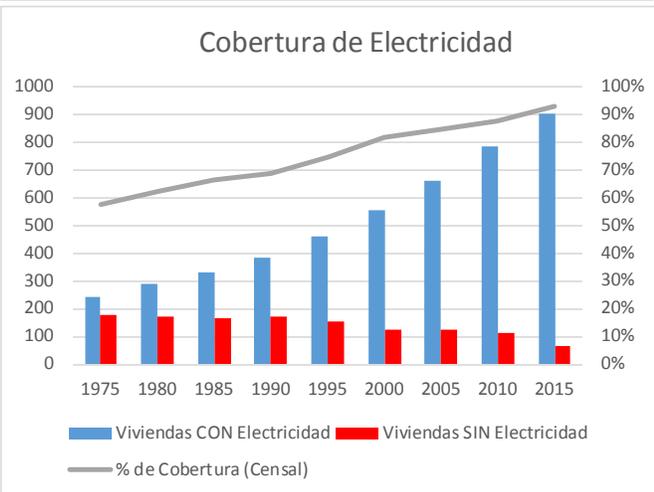
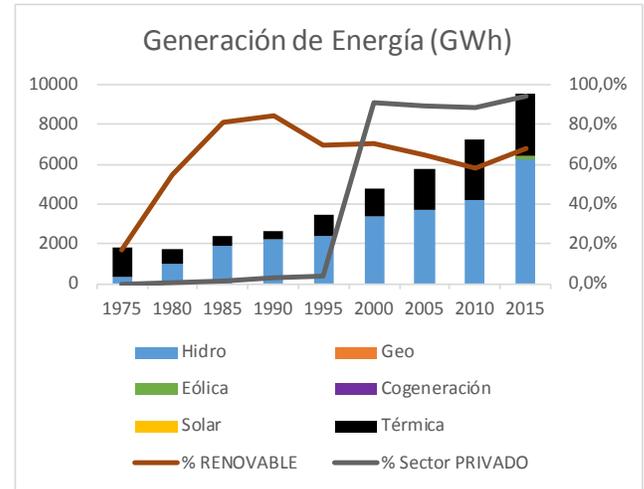
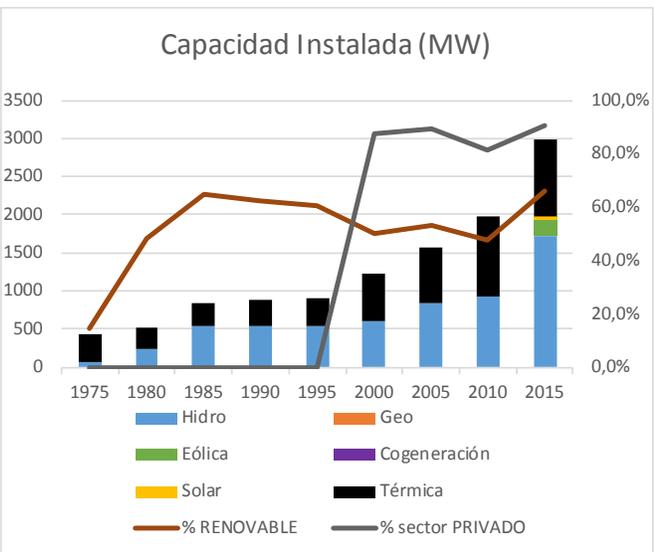
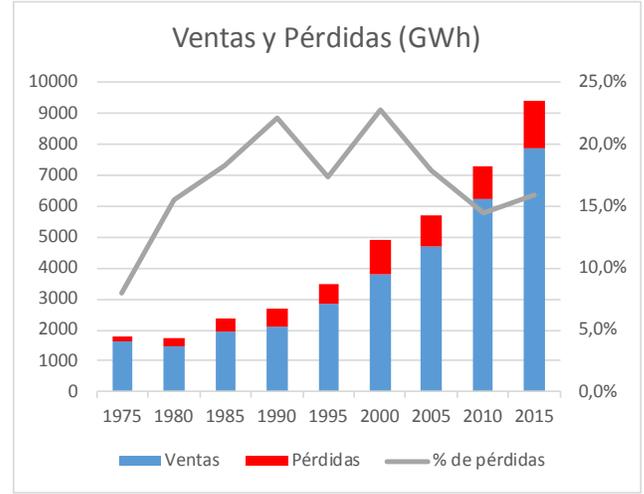
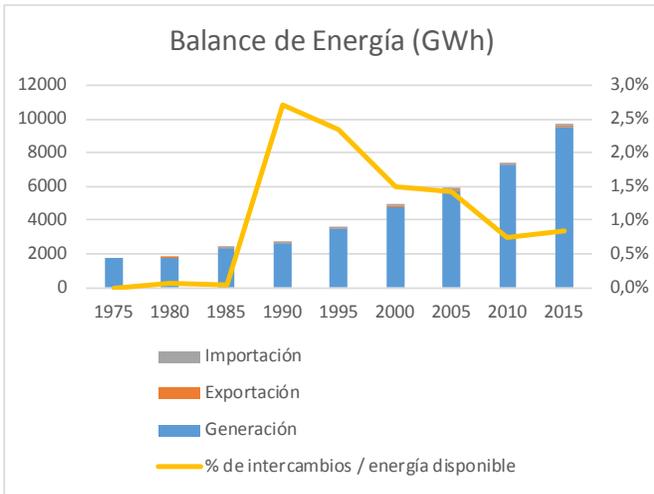


Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

NICARAGUA	Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (data)								
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Balance de Energía (GWh)									
Generación	792,8	926,9	932,3	1251,0	1618,0	2095,6	2808,2	3403,1	4169,0
Exportación	0,0	18,3	10,5	3,2	76,5	1,2	8,3	43,3	21,5
Importación	0,0	8,9	197,5	71,2	62,9	115,8	22,5	10,2	33,5
Energía Disponible	792,8	917,5	1119,3	1319,0	1604,4	2210,2	2822,4	3370,0	4181,0
Intercambios (promedio Exp/Imp)	0,0	13,6	104,0	37,2	69,7	58,5	15,4	26,8	27,5
% de intercambios / energía disponible	0,0%	1,5%	9,3%	2,8%	4,3%	2,6%	0,5%	0,8%	0,7%
Ventas y Pérdidas (GWh)									
Energía Disponible	792,8	917,5	1119,3	1319,0	1604,4	2210,2	2822,4	3370,0	4181,0
Energía no servida (deficit)	0,0	0,0	0,0	11,5	64,2	9,1	0,0	14,7	11,0
Ventas	680,1	774,7	973,4	1087,3	1129,8	1504,8	1945,8	2452,6	3150,0
Pérdidas	112,7	142,8	145,9	231,7	474,6	705,4	876,6	917,4	1031,0
% de pérdidas	14,2%	15,6%	13,0%	17,6%	29,6%	31,9%	31,1%	27,2%	24,7%
Capacidad Instalada (MW)	205,6	292,6	326,0	363,4	390,7	633,2	757,6	1060,1	1330,6
Hidro	100,2	100,0	100,0	103,4	103,4	103,4	104,4	105,3	137,2
Geo	0,0	0,0	35,0	70,0	70,0	70,0	87,5	87,5	154,5
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,0	186,2
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	29,6	126,8	121,8	133,8
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4
Térmica	105,4	192,6	191,0	190,0	207,3	430,2	438,9	682,5	717,5
Renovable	100,2	100,0	135,0	173,4	183,4	203,0	318,7	377,6	613,1
No renovable	105,4	192,6	191,0	190,0	207,3	430,2	438,9	682,5	717,5
% RENOVBABLE	48,7%	34,2%	41,4%	47,7%	46,9%	32,1%	42,1%	35,6%	46,1%
Sector Público	201,5	292,6	326,0	363,4	390,7	341,0	227,2	233,2	252,1
Sector Privado	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	292,2	530,4	826,9	1078,5
% sector PRIVADO	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	46,1%	70,0%	78,0%	81,1%
Generación de Energía (GWh)	792,8	926,9	932,3	1251,0	1618,0	2095,6	2808,2	3403,1	4169,0
Hidro	353,5	497,4	254,8	401,7	398,4	204,1	426,2	499,2	289,7
Geo	0,0	0,0	284,6	363,3	280,7	120,8	241,2	268,2	605,0
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	160,3	852,8
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	33,4	273,4	306,9	260,8
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1
Térmica	439,3	429,5	392,9	486,0	929,0	1737,3	1867,4	2168,5	2158,6
Renovable	353,5	497,4	539,4	765,0	689,0	358,3	940,8	1234,6	2010,4
No renovable	439,3	429,5	392,9	486,0	929,0	1737,3	1867,4	2168,5	2158,6
% RENOVBABLE	44,6%	53,7%	57,9%	61,2%	42,6%	17,1%	33,5%	36,3%	48,2%
Pública	786,3	926,9	932,3	1251,0	1608,1	942,4	630,1	664,1	278,2
Privada	6,5	0,0	0,0	0,0	9,9	1153,2	2178,1	2739,0	3890,8
% Sector PRIVADO	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	55,0%	77,6%	80,5%	93,3%
Cobertura de Electricidad									
Población (miles)	2748,2	3135,7	3577,8	4082,2	4657,7	5038,5	5450,4	5817,1	6437,7
Habitantes por Vivienda	7,81	7,37	6,95	6,56	6,20	5,85	5,52	5,21	5,22
Número de Viviendas (miles)	352,1	425,6	514,4	621,8	751,6	861,6	987,6	1116,5	1233,8
Viviendas CON Electricidad	122,8	162,8	215,8	286,2	379,4	475,5	595,9	725,7	999,4
Viviendas SIN Electricidad	229,3	262,8	298,6	335,7	372,2	386,1	391,7	390,8	234,4
% de Cobertura (Censal)	34,9%	38,2%	42,0%	46,0%	50,5%	55,2%	60,3%	65,0%	81,0%
Usuarios Residenciales (miles)	147,0	198,3	256,4	277,5	357,9	406,4	542,0	757,3	0,0
Otros Indicadores									
Ventas por Habitante (KWh)	281	285	305	315	339	432	511	572	649
PIB Total US\$ millones Constantes (2010)	7165,7	8542,6	10117,4	9784,5	12784,5	16032,5	19797,5	28917,2	42241,9
PIB (US\$ miles de 2010 / KWh Vendido)	10536	11027	10394	8999	11316	10654	10175	11790	13410

Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

PANAMÁ Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (Gráficas)



Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

PANAMÁ	Evolución Sector Eléctrico 1975-2015 (data)								
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Balance de Energía (GWh)									
Generación	1785,8	1744,0	2378,3	2624,8	3462,7	4797,1	5760,6	7248,4	9503,8
Exportación	0,0	2,3	1,3	28,7	78,1	14,9	106,3	37,5	139,3
Importación	0,0	0,0	0,4	118,6	84,5	132,5	54,9	70,7	171
Energía Disponible	1785,8	1741,7	2377,4	2714,7	3469,1	4914,7	5709,2	7281,6	9381,6
Intercambios (promedio Exp/Imp)	0,0	1,2	0,9	73,7	81,3	73,7	80,6	54,1	78,2
% de intercambios / energía disponible	0,0%	0,1%	0,0%	2,7%	2,3%	1,5%	1,4%	0,7%	0,8%
Ventas y Pérdidas (GWh)									
Energía Disponible	1785,8	1741,7	2377,4	2714,7	3469,1	4914,7	5709,2	7281,6	9381,6
Energía no servida (deficit)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ventas	1643,0	1472,4	1944,1	2114,1	2865,4	3796,8	4686,5	6231,3	7894,5
Pérdidas	142,8	269,3	433,3	600,6	603,7	1117,9	1022,7	1050,3	1487,1
% de pérdidas	8,0%	15,5%	18,2%	22,1%	17,4%	22,7%	17,9%	14,4%	15,9%
Capacidad Instalada (MW)	434,9	519,2	852,7	883,4	910,4	1222,4	1567,8	1974,0	2985,0
Hidro	62,6	250,8	550,8	550,8	550,8	611,8	832,0	934,7	1721,9
Geo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	205,0
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,7
Térmica	372,3	268,4	301,9	332,6	359,6	610,6	735,8	1039,3	1015,4
Renovable	62,6	250,8	550,8	550,8	550,8	611,8	832,0	934,7	1969,6
No renovable	372,3	268,4	301,9	332,6	359,6	610,6	735,8	1039,3	1015,4
% RENOVABLE	14,4%	48,3%	64,6%	62,4%	60,5%	50,0%	53,1%	47,4%	66,0%
Sector Público	434,9	519,2	852,7	883,4	910,4	151,5	5760,6	364,3	274,8
Sector Privado	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1070,9	1395,4	1609,7	2710,2
% sector PRIVADO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	87,6%	89,0%	81,5%	90,8%
Generación de Energía (GWh)	1785,8	1744,0	2378,3	2624,8	3462,7	4797,1	5760,6	7248,4	9503,8
Hidro	300,8	959,7	1918,5	2206,0	2410,4	3380,3	3705,7	4220,9	6268,2
Geo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	165,6
Cogeneración	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,3
Térmica	1484,9	784,3	459,8	418,8	1052,3	1416,8	2054,9	3027,5	3053,7
Renovable	300,8	959,7	1918,5	2206,0	2410,4	3380,3	3705,7	4220,9	6450,1
No renovable	1484,9	784,3	459,8	418,8	1052,3	1416,8	2054,9	3027,5	3053,7
% RENOVABLE	16,8%	55,0%	80,7%	84,0%	69,6%	70,5%	64,3%	58,2%	67,9%
Pública	1785,8	1741,9	2348,7	2540,9	3326,3	437,1	614,6	853,9	543,4
Privada	0,0	2,1	29,6	83,9	136,4	4360,0	5146,0	6394,5	8960,4
% Sector PRIVADO	0,0%	0,1%	1,2%	3,2%	3,9%	90,9%	89,3%	88,2%	94,3%
Cobertura de Electricidad									
Población (miles)	1641,1	1843,5	2070,9	2326,3	2570,0	2839,2	3114,2	3415,8	3704,5
Habitantes por Vivienda	3,86	4,01	4,13	4,18	4,17	4,16	3,98	3,81	3,81
Número de Viviendas (miles)	424,9	459,3	500,9	556,7	616,1	681,8	781,6	896,1	971,8
Viviendas CON Electricidad	244,8	286,9	332,6	382,6	460,8	555,0	659,8	784,5	903,8
Viviendas SIN Electricidad	180,1	172,4	168,3	174,0	155,2	126,8	121,8	111,6	68,0
% de Cobertura (Censal)	57,6%	62,5%	66,4%	68,7%	74,8%	81,4%	84,4%	87,6%	93,0%
Usuarios Residenciales (miles)	240,6	207,4	249,2	390,0	456,8	533,2	630,3	724,4	0,0
Otros Indicadores									
Ventas por Habitante (KWh)	1063	923	1122	1144	1323	1699	1800	2064	2532
PIB Total US\$ millones Constantes (2010)	6721,5	5432,1	5607,0	4738,3	5175,7	6612,9	7723,7	8741,3	11245,9
PIB (US\$ miles de 2010 / KWh Vendido)	4091	3689	2884	2241	1806	1742	1648	1403	1425

Fuentes: CEPAL, BID, OLADE, Banco Mundial, Empresas eléctricas, reguladores, procesada por los autores.

INTEGRACIÓN ELÉCTRICA CENTROAMERICANA

Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC

ANEXO II

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2016-2025

-SUPUESTOS Y RESULTADOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN REGIONAL

ACTUALIZACIÓN 2016

Anexo II.1 Supuestos detallados

1. Demanda

La demanda eléctrica es el principal inductor para incrementar la oferta de generación, la cual es impulsada por el desarrollo económico, el aumento de la población, la incorporación de nuevos consumidores, al incrementarse el grado de electrificación de la región, junto con la mejora del ingreso per cápita en todos los países. La atención de la demanda, deberá hacerse posible, manteniendo y compartiendo el margen de reserva de los sistemas eléctricos, utilizando de una mejor manera las oportunidades que brinda el Mercado Eléctrico Regional (MER), y siempre en la búsqueda de garantizar una mejor seguridad energética de la región que sea ambiental y socialmente sostenible.

La proyección de demanda utilizada por en la elaboración de los estudios de planificación corresponde a la usada por los países para definir los planes de expansión nacionales utilizados en dicho estudio, para el horizonte 2014-2025. En la Figura 1, se presenta la proyección de demanda anual de energía en GWh, agregada para todos los países, y su tasa anual de crecimiento en % para el período 2017-2025. El crecimiento estimado de la demanda para este período es de 23.100 GWh con una tasa de crecimiento promedio anual de 4,5%.

Figura 1. Proyección de Demanda [GWh]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total MER	% Crecimiento MER
2017	11.080	6.912	8.803	4.693	12.316	11.790	55.593	5,0%
2018	11.569	7.161	9.213	4.903	12.872	12.477	58.195	4,7%
2019	12.071	7.418	9.543	5.122	13.450	13.167	60.770	4,4%
2020	12.572	7.685	9.955	5.352	14.053	13.881	63.498	4,5%
2021	13.064	7.962	10.394	5.593	14.678	14.673	66.364	4,5%
2022	13.570	8.249	10.842	5.846	15.329	15.533	69.369	4,5%
2023	14.092	8.546	11.301	6.114	16.000	16.403	72.455	4,4%
2024	14.620	8.853	11.768	6.396	16.696	17.217	75.551	4,3%
2025	15.164	9.172	12.245	6.693	17.414	18.079	78.768	4,3%

2. Precios de combustible

Los combustibles usados en Centroamérica para generación térmica son: i) carbón, ii) gas natural licuado (GNL), iii) bunker y iv) diésel. La región es importadora de combustibles por tanto, los precios están ligados a los precios en el mercado internacional de combustibles, más los costos asociados de transporte hasta las centrales, que incluyen flete marítimo y costos de internación.

Los precios históricos de carbón, bunker y diésel muestran en general una fuerte correlación con el precio del petróleo (WTI, Brent). Los precios del GNL históricos son dependientes del mercado en donde se comercialicen, mostrando una alta correlación con el precio del petróleo Brent.

A continuación, se muestran las proyecciones de los costos de combustibles bunker, diésel, GNL y carbón usados en cada país para el horizonte de planeación actualizados por el EOR a julio de 2016.

Figura 2. Proyección de Precios de Combustible

Año	Bunker [\$/Gal]	Diésel [\$/Gal]	GNL [\$/MMBTU]	Carbón [\$/Ton]
2016	0,69	1,30	6,74	49,5
2017	0,86	1,50	7,25	50,1
2018	1,26	2,05	7,78	55,1
2019	1,32	2,15	8,17	56,5
2020	1,38	2,22	8,59	57,7
2021	1,42	2,27	8,49	59,0
2022	1,45	2,31	8,51	59,9
2023	1,49	2,36	8,90	61,1
2024	1,54	2,43	9,16	62,4
2025	1,57	2,48	9,28	63,5

El precio del GNL es calculado como el precio del gas Henry Hub, sumando los costos de la cadena de producción del GNL como se muestra en la siguiente Tabla:¹

Costo	NERA
Licuefacción	2,924
Transporte	0,453
Regasificación	0,786

¹ Tomado de http://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive2/PUB_LNG_Update_0214_FINAL.pdf

3. Costos de capital

El costo de capital calculado para las inversiones necesarias en la planificación de la expansión en generación está compuesto así:

- Capital propio
- Costo de endeudamiento

El resultado obtenido con la metodología aplicada por PSR indica una Tasa de Descuento (valor esperado de retorno real antes de impuestos) del 12,64%. Esta tasa refleja las condiciones actuales y esperadas con las que se enfrenta un inversor en el negocio de generación de energía eléctrica en Centroamérica.

4. Costos de energía no suministrada

La capacidad de generación instalada en cada país tiene un límite técnico de capacidad más allá del cual, si la demanda del sistema crece se reduce la calidad de servicio y se incrementan fuertemente los costos de generación.

La planificación del sistema garantiza que la capacidad disponible tenga un balance con el crecimiento de la demanda de forma tal de mantener en el tiempo una adecuada calidad de servicio y mínimo costo total de suministro.

Con tal fin, para reflejar este límite desde el punto de vista económico, se penaliza el costo total de suministro, valorizándolo al costo de la energía no suministrada (CENS) cuando la demanda a abastecer excede la capacidad de generación disponible y resulta por lo tanto necesario restringir el consumo para mantener balanceado el sistema (oferta igual a demanda).

Los valores de energía no suministrada usados en las simulaciones se muestran en la siguiente figura.

Figura 3. Costo de la Energía No Suministrada CENS [USD/MWh]

ENS	2%	10%	100%
CENS USD/MWh	800	1.378	1.721

5. Opciones de oferta a desarrollar

A continuación, se muestran los proyectos por tecnología posibles a desarrollar con su respectivo costo de inversión, costo de mantenimiento y anualidad equivalente calculada con una tasa de retorno de 12.64% y una vida útil de 50 años para plantas hidráulicas, 25 años para plantas de GNL, diesel y bunker, 30 años para plantas de carbón y geotérmica y 20 años para proyectos eólicos.

Figura 4. Proyectos Hidráulicos

Hidráulico	Capacidad Instalada MW	Costos de inversión USD/kW	Mmto USD/kW-año	Costo total Millones de USD	Anualidad Millones de USD
CR_DIQUIS	623	5668	21,7	\$ 3.531,16	\$ 447,50
CR_Mini_Diquis	27	4254	108,4	\$ 114,86	\$ 14,56
CR_RC-500	59	3976	73	\$ 234,58	\$ 29,73
ES_CIMARRON	261	3144	37	\$ 820,58	\$ 103,99
ES_CGDE ampl	86	756	37	\$ 65,02	\$ 8,24
ES_PiedrasTo	50	4666	37	\$ 233,30	\$ 29,57
GU_Jobo	60	6738	37	\$ 404,28	\$ 51,23

Hidráulico	Capacidad Instalada MW	Costos de inversión USD/kW	Mmto USD/ kW-año	Costo total Millones de USD	Anualidad Millones de USD
HO_Llanitos	98	4858	37	\$ 476,08	\$ 60,33
HO_Patuca2	270	2064	37	\$ 557,28	\$ 70,62
HO_Tablon	20	6814	37	\$ 136,28	\$ 17,27
HO_Jicatuyo	173	2847	37	\$ 492,53	\$ 62,42
HO_Tornillit	160	2102	37	\$ 336,32	\$ 42,62
HO_Patuca2A	150	3356	37	\$ 503,40	\$ 63,80
HO_Cangrejal	40	3184	37	\$ 127,36	\$ 16,14
NI_EL CARMEN	100	3442	34,8	\$ 344,20	\$ 43,62
NI_COP BAJO	150	3443	34,8	\$ 516,45	\$ 65,45
NI_TUMARÍN	253	3361	34,8	\$ 850,33	\$ 107,76
NI_SALTO Y-Y	25	2764	34,8	\$ 69,10	\$ 8,76
NI_PAJARITOS	22	2235	34,8	\$ 49,17	\$ 6,23
NI_BOBOKE	120	4188	34,8	\$ 502,56	\$ 63,69
NI_SIRENA	18	5563	34,8	\$ 100,13	\$ 12,69
NI_Cangiles	27	2755	34,8	\$ 74,39	\$ 9,43
NI_Consuelo	21	2996	34,8	\$ 62,92	\$ 7,97
NI_El Barro	32	3683	35	\$ 117,86	\$ 14,94
PA_Chan II	214	2570	10	\$ 549,98	\$ 69,70
PA_Tab II	35	3544	25	\$ 124,04	\$ 15,72
PA_RemigioRo	7	2243	40	\$ 15,70	\$ 1,99
PA_LosTranco	1	2496	40	\$ 2,50	\$ 0,32
PA_Lalin	18	2900	30	\$ 52,20	\$ 6,62
PA_Lalin	30	3200	25	\$ 96,00	\$ 12,17
PA_Lalin	22	3000	25	\$ 66,00	\$ 8,36
PA_Remance	8	3501	40	\$ 28,01	\$ 3,55
PA_CerroMina	6	3607	40	\$ 21,64	\$ 2,74
PA_CerroViej	4	3500	40	\$ 14,00	\$ 1,77
PA_Sandrés	10	4090	40	\$ 40,90	\$ 5,18

Figura 5. Proyectos Térmicos

Térmicas	Capacidad Instalada	Costos de Inversión USD/kW	Mmto USD/ kW-Año	Costo Total Millones de USD	Anualidad Millones de USD	Combustible
TGDS50a	50	1249	12,2	\$ 62,45	\$ 8,32	DIÉSEL
TGDS50b	50	1249	12,2	\$ 62,45	\$ 8,32	DIÉSEL
TGDS100a	100	991	10,8	\$ 99,10	\$ 13,20	DIÉSEL
TGDS100b	100	991	10,8	\$ 99,10	\$ 13,20	DIÉSEL
CCDS150a	150	2068	40,6	\$ 310,20	\$ 41,32	DIÉSEL
CCDS250a	250	1562	35,5	\$ 390,50	\$ 52,01	DIÉSEL
MMV100a	100	2631	47,1	\$ 263,10	\$ 35,04	BUNKER
MMV100b	100	2631	47,1	\$ 263,10	\$ 35,04	BUNKER
CB150a	150	3910	37,9	\$ 586,50	\$ 76,28	CARBÓN
CB150b	150	3910	37,9	\$ 586,50	\$ 76,28	CARBÓN
CB250a	250	3707	37,9	\$ 926,75	\$ 120,53	CARBÓN
CB250b	250	3707	37,9	\$ 926,75	\$ 120,53	CARBÓN
CB500a	500	3032	37,9	\$ 1.516,00	\$ 197,17	CARBÓN
CB500b	500	3032	37,9	\$ 1.516,00	\$ 197,17	CARBÓN
CCLNG500a	500	1338	27,1	\$ 669,00	\$ 89,11	GNL
CCLNG500b	500	1338	27,1	\$ 669,00	\$ 89,11	GNL

Figura 6. Proyectos Eólicos

Eólicas	Capacidad Instalada	Costos de Inversión USD/kW	Mmto USD/kW-Año	Costo Total Millones de USD	Anualidad Millones de USD
GENÉRICA	100	2631	172	\$ 263,10	\$ 36,65
HO_EOLVSMARC	50	2500	114	\$ 125,00	\$ 17,41
HO_EOLCHICH	45	2500	114	\$ 112,50	\$ 15,67
NI_EOL20MW	20	2177	32	\$ 43,54	\$ 6,06
PA_EÓLICO1A	40	2000	0	\$ 80,00	\$ 11,14
PA_EÓLICO1B	40	2000	0	\$ 80,00	\$ 11,14
PA_EÓLICO2A	80	2000	0	\$ 160,00	\$ 22,29
PA_EÓLICO2B	80	2000	0	\$ 160,00	\$ 22,29
PA_EÓLICO3A	120	2000	0	\$ 240,00	\$ 33,43
PA_EOLICO3B	120	2000	0	\$ 240,00	\$ 33,43
PA_NCHAGRE2	50	2000	0	\$ 100,00	\$ 13,93
PA_ROSADELV2	2	2000	0	\$ 4,00	\$ 0,56
PA_PORTOBEL2	8	2000	0	\$ 16,00	\$ 2,23
PA_NCHAGRES3	56	2000	0	\$ 112,00	\$ 15,60

Figura 7. Proyectos Geotérmicos

Geotérmicas	Capacidad instalada	Costos de inversión USD/kW	Mmto USD/kW-año	Costo total Millones de USD	Anualidad Millones de USD
CR_Borinque1	55	6128	144,5	\$ 337,04	\$ 43,84
CR_Pailas 2	55	6128	144,5	\$ 337,04	\$ 43,84
ES_CHINAMEC	30	3545	72	\$ 106,35	\$ 13,83
GU_CALD3b-B	22	3707	55	\$ 81,55	\$ 10,61
GU_CALD3c-B	11	3707	55	\$ 40,78	\$ 5,30
GU_TECUAMBU	44	3707	55	\$ 163,11	\$ 21,21
HO_LiGeoPI2	23	3800	55	\$ 87,40	\$ 11,37
NI_GCHILTEP1	35	4874	55	\$ 170,59	\$ 22,19
NI_GCASITAS2	35	4874	55	\$ 170,59	\$ 22,19
NI_GMOMBAC-1	25	4874	55	\$ 121,85	\$ 15,85
NI_Casitas3	35	4874	55	\$ 170,59	\$ 22,19
NI_GCHILTP2	35	4874	55	\$ 170,59	\$ 22,19
NI_Vol Ñajo1	20	4874	55	\$ 97,48	\$ 12,68
NI_Vol Ñajo2	20	4874	55	\$ 97,48	\$ 12,68
NI_GMOMBAC-2	25	4874	55	\$ 121,85	\$ 15,85

Anexo II.2 Resultados

1. Generación

A continuación, se muestra la generación de cada uno de los países para la operación aislada, y para cada uno de los escenarios de integración planteados.

En general, se observa que comparando la simulación aislada y coordinada, la generación térmica en los sistemas de Costa Rica, El Salvador, Honduras y Nicaragua disminuye mientras en Panamá y Guatemala aumenta.

Figura 8. Generación proyectada por Casos

TÉRMICA [GWh]

Año	Caso 1 Plan H Aislado	Caso 2 Plan H 300MW	Caso 3 Plan H 600MW	Caso 4 Plan E 300MW	Caso 5 Plan B 600MW
Costa Rica					
2017	1.198	1.173	1.173	1.173	1.173
2018	1.246	1.173	1.173	1.173	1.173
2019	1.408	1.173	1.173	1.174	1.173
2020	1.746	1.173	1.173	1.173	1.173
2021	1.600	1.173	1.173	1.173	1.173
2022	1.741	1.179	1.173	1.190	1.173
2023	1.851	1.180	1.173	1.203	1.173
2024	2.493	1.199	1.173	1.277	1.173
2025	3.533	2.551	2.530	1.336	1.174

RENOVABLES (HIDRO + NO CONVENCIONALES) (GWh)

Año	Caso 1 Plan H Aislado	Caso 2 Plan H 300MW	Caso 3 Plan H 600MW	Caso 4 Plan E 300MW	Caso 5 Plan B 600MW
Costa Rica					
2017	10.987	13.094	13.168	13.097	13.240
2018	11.489	12.873	12.964	12.872	12.927
2019	11.900	12.754	12.805	12.707	12.714
2020	12.158	12.795	12.818	12.842	12.869
2021	12.922	13.491	13.578	13.232	13.245
2022	13.426	13.937	13.877	13.111	13.252
2023	13.978	14.290	14.310	13.580	13.648
2024	14.026	14.136	14.091	13.661	13.715
2025	13.696	14.356	14.429	14.056	14.154

El Salvador

2017	4.239	2.125	2.105	2.123	2.107
2018	4.461	2.301	2.292	2.302	2.292
2019	4.875	2.795	2.789	2.804	2.797
2020	4.982	2.659	2.626	2.680	2.667
2021	5.293	2.681	2.647	2.704	2.677
2022	5.629	2.286	2.201	2.277	2.237
2023	5.808	2.436	2.225	2.392	2.235
2024	6.074	2.613	2.244	2.486	2.242
2025	6.353	2.930	2.328	2.809	2.289

El Salvador

2017	2.571	2.349	2.346	2.349	2.340
2018	2.595	2.392	2.355	2.398	2.355
2019	2.435	2.257	2.221	2.290	2.227
2020	2.590	2.401	2.311	2.435	2.377
2021	2.548	2.430	2.280	2.502	2.415
2022	2.498	2.369	2.243	2.395	2.287
2023	2.603	2.508	2.357	2.460	2.342
2024	2.639	2.572	2.443	2.539	2.411
2025	2.655	2.510	2.412	2.491	2.406

Guatemala

2017	4.861	8.691	8.339	8.716	8.304
2018	4.683	8.824	8.535	8.873	8.596
2019	5.248	8.585	8.233	9.145	8.539
2020	5.687	9.351	7.962	10.110	9.666
2021	6.124	10.427	9.595	10.593	10.353
2022	6.574	10.619	10.108	10.405	11.386
2023	6.957	11.371	11.605	10.983	11.663
2024	7.596	12.437	13.663	12.123	12.680
2025	8.081	13.061	14.525	12.840	13.164

Guatemala

2017	5.879	5.904	5.917	5.907	5.912
2018	6.531	6.591	6.588	6.593	6.599
2019	6.453	6.420	6.412	6.465	6.437
2020	6.500	6.547	6.497	6.515	6.538
2021	6.539	6.587	6.573	6.637	6.643
2022	6.580	6.625	6.608	6.625	6.633
2023	6.702	6.746	6.807	6.679	6.706
2024	6.576	6.599	6.603	6.613	6.593
2025	6.617	6.643	6.641	6.639	6.632

Honduras

2017	3.535	2.353	2.315	2.359	2.351
2018	3.832	1.976	1.779	2.009	1.795
2019	3.376	1.740	1.580	1.807	1.564
2020	3.807	1.902	1.567	2.135	1.584
2021	4.178	2.113	1.594	2.515	1.767
2022	3.040	2.018	1.629	2.077	1.576
2023	3.151	2.239	1.690	1.895	1.557
2024	3.521	2.841	1.812	2.216	1.617
2025	3.704	2.904	1.860	2.423	1.799

Honduras

2017	5.085	5.005	4.996	5.008	4.981
2018	5.189	5.169	5.129	5.097	5.119
2019	5.968	5.779	5.698	5.221	5.717
2020	5.941	5.938	5.821	5.366	5.875
2021	6.000	5.724	5.604	5.374	5.892
2022	7.576	7.597	7.435	7.282	7.809
2023	7.915	7.921	7.720	7.993	8.043
2024	8.002	8.023	7.780	8.533	8.650
2025	8.286	8.085	7.692	9.094	9.915

Nicaragua

2017	3.104	1.157	1.155	1.156	1.155
2018	3.025	1.202	1.202	1.202	1.202
2019	2.040	1.248	1.243	1.210	1.202
2020	2.199	1.312	1.287	1.233	1.202
2021	2.356	1.293	1.287	1.373	1.363
2022	2.574	1.324	1.304	2.339	1.363
2023	2.820	1.351	1.304	2.965	2.960
2024	3.159	1.755	1.626	3.000	2.961
2025	3.399	1.760	1.627	3.073	2.964

Nicaragua

2017	1.411	1.414	1.414	1.414	1.414
2018	1.692	1.690	1.689	1.690	1.689
2019	2.887	2.974	2.976	3.041	3.043
2020	2.948	2.927	2.926	3.005	3.026
2021	3.024	3.036	3.028	3.125	3.131
2022	3.050	3.077	3.060	3.196	3.202
2023	3.061	3.064	3.044	3.145	3.176
2024	2.994	3.088	3.067	3.161	3.180
2025	3.039	3.070	3.056	3.160	3.168

Panamá

2017	1.494	1.269	1.586	1.286	1.583
2018	1.682	2.270	2.693	2.344	2.765
2019	1.884	2.654	3.244	3.226	3.590
2020	2.190	3.930	6.007	3.548	3.939
2021	2.398	4.261	5.945	3.955	4.884
2022	2.979	4.942	6.446	5.760	5.315
2023	3.643	5.612	6.839	5.897	5.572
2024	4.481	6.606	7.621	6.700	6.986
2025	5.231	7.150	8.013	7.466	7.733

Panamá

2017	9.431	9.520	9.554	9.467	9.508
2018	9.879	10.123	10.209	10.030	10.094
2019	10.316	10.675	10.723	9.969	10.083
2020	10.672	10.784	10.863	10.677	10.825
2021	11.198	11.295	11.322	11.315	10.978
2022	11.414	11.439	11.432	10.751	11.184
2023	11.556	11.680	11.390	11.187	11.309
2024	11.473	11.523	11.334	11.071	11.186
2025	11.521	11.476	11.462	11.107	11.100

2. Costos marginales

De acuerdo a los escenarios de integración planteados, en cuanto a modificación en los planes de expansión y las transferencias habilitadas entre países, los costos marginales en cada país sufren diferentes cambios para el beneficio conjunto de la operación del MER. De acuerdo con esto, se muestran los costos marginales en cada país para cada uno de los escenarios de integración. Comparando el caso aislado con respecto a los casos integrados, se observa que en El Salvador, Honduras y Nicaragua los costos marginales disminuyen; en Guatemala y Panamá los costos marginales aumentan debido a que la generación térmica aumenta; y en Costa Rica al inicio de la simulación son más altos de manera integrada pero al final de la simulación son más bajos.

La operación aislada de Costa Rica posee costos marginales menores para los años iniciales del horizonte y superiores en los años finales en comparación a la operación integrada con los otros países del MER. El Salvador, cuando opera de manera integrada con los otros países del MER, lleva a la reducción en los costos marginales respecto de su operación aislada. En Guatemala, la operación integrada con los países del MER trae como consecuencia costos marginales más elevados. Honduras se beneficia de la operación integrada de los países del MER, presentando costos marginales inferiores a cuando opera de manera aislada. Nicaragua, integrado a los países del MER, lleva a una reducción en sus costos marginales respecto de la operación aislada. La operación integrada de Panamá con los demás países del MER lleva a costos marginales más elevados que la operación aislada del país.

Figura 9. Costos Marginales por País y Caso (US\$/MWh)

Año	Caso 1 Plan H Aislado	Caso 2 Plan H 300MW	Caso 3 Plan H 600MW	Caso 4 Plan E 300MW	Caso 5 Plan B 600MW
Costa Rica					
2016	0,69	18,28	36,72	18,69	36,70
2017	6,86	35,79	47,19	35,21	46,96
2018	15,90	41,03	50,22	41,98	50,62
2019	42,56	42,27	46,13	49,11	48,52
2020	72,75	35,13	36,87	58,53	54,84
2021	61,87	33,90	34,15	62,79	58,09
2022	70,20	39,76	39,49	51,67	57,22
2023	89,39	52,78	49,18	53,64	58,32
2024	135,74	74,37	59,65	72,15	64,40
2025	113,36	72,60	62,09	82,75	68,57
El Salvador					
2016	57,57	50,69	47,02	50,61	46,93
2017	65,54	52,82	50,25	52,94	50,26
2018	87,24	59,13	53,43	59,81	53,70
2019	87,63	55,40	49,61	58,63	51,21
2020	94,76	60,74	49,94	67,11	57,28
2021	111,29	60,14	42,75	72,41	61,17
2022	119,18	63,57	45,28	69,66	59,10
2023	144,74	72,77	53,18	66,93	60,60
2024	184,40	83,25	62,10	77,43	66,37
2025	276,25	88,90	65,96	83,57	69,35
Guatemala					
2016	40,09	48,64	45,89	48,57	45,80
2017	38,68	49,84	48,88	49,90	48,90
2018	37,79	53,26	51,94	53,51	52,21
2019	37,34	51,18	48,30	53,25	49,85
2020	39,07	55,39	48,57	58,55	55,64

Año	Caso 1 Plan H Aislado	Caso 2 Plan H 300MW	Caso 3 Plan H 600MW	Caso 4 Plan E 300MW	Caso 5 Plan B 600MW
2021	26,66	42,58	41,45	61,02	59,29
2022	28,66	43,47	43,72	60,50	57,01
2023	30,51	46,20	51,14	44,91	58,32
2024	33,62	50,66	59,62	49,74	63,83
2025	35,29	53,85	63,31	53,14	66,70
Honduras					
2016	54,16	50,08	46,23	49,98	46,13
2017	59,48	52,32	50,00	52,46	50,02
2018	72,61	58,75	53,31	59,46	53,60
2019	77,42	54,83	49,27	58,31	50,95
2020	81,14	60,03	49,29	66,68	57,09
2021	85,57	58,88	42,29	71,34	60,92
2022	79,73	59,73	44,51	66,02	58,40
2023	83,55	67,80	52,38	60,24	59,66
2024	90,78	79,25	61,35	70,76	65,36
2025	94,04	85,54	65,21	76,46	68,27
Nicaragua					
2016	71,52	49,47	45,06	49,37	44,97
2017	78,85	52,70	49,99	52,85	49,96
2018	97,38	58,68	52,79	59,44	53,15
2019	84,96	52,31	48,15	56,47	50,16
2020	93,98	57,58	47,42	66,18	56,51
2021	102,40	56,52	40,93	70,30	60,11
2022	106,31	58,68	43,58	58,48	58,41
2023	113,66	68,49	51,97	54,38	58,86
2024	115,54	82,13	61,52	69,48	64,86
2025	128,17	86,64	64,91	77,92	68,59
Panamá					
2016	35,07	18,78	36,27	19,26	36,30
2017	43,24	36,89	46,97	36,50	46,78
2018	32,72	39,33	49,19	40,29	49,63
2019	24,28	37,28	44,69	43,72	46,89
2020	2,92	13,60	30,64	48,93	51,51
2021	2,31	12,97	30,76	50,19	53,93
2022	3,29	15,68	36,39	26,49	53,57
2023	5,14	26,66	45,71	33,88	55,46
2024	13,76	45,71	53,58	47,51	59,76
2025	26,94	50,91	56,58	53,42	63,81

3. Intercambios

A continuación, se muestra los intercambios de generación, importaciones y exportaciones para los países del MER, para cada uno de los escenarios de integración planteados.

Figura 10. Intercambios (Importación y Exportación por País y Caso

Año	Caso 2 Plan H 300MW	Caso 3 Plan H 600MW	Caso 4 Plan E 300MW	Caso 5 Plan B 600MW	Año	Caso 2 Plan H 300MW	Caso 3 Plan H 600MW	Caso 4 Plan E 300MW	Caso 5 Plan B 600MW
Costa Rica									
Importación [GWh]					Exportación [GWh]				
2017	495	753	485	711	2017	2.561	2.885	2.555	2.917
2018	1.106	1.568	1.092	1.541	2018	2.383	2.922	2.368	2.859
2019	1.395	1.999	1.332	1.901	2019	1.972	2.609	1.865	2.424
2020	2.053	4.024	1.753	2.368	2020	2.054	3.989	1.811	2.435
2021	2.100	3.693	1.965	2.623	2021	2.177	3.810	1.787	2.438
2022	2.153	3.552	2.457	2.625	2022	2.038	3.329	1.517	1.804
2023	2.308	3.154	2.310	2.535	2023	1.878	2.711	1.193	1.448

Año	Caso 2 Plan H 300MW	Caso 3 Plan H 600MW	Caso 4 Plan E 300MW	Caso 5 Plan B 600MW	Año	Caso 2 Plan H 300MW	Caso 3 Plan H 600MW	Caso 4 Plan E 300MW	Caso 5 Plan B 600MW
2024	2.575	3.313	2.598	3.106	2024	1.313	1.958	939	1.381
2025	2.167	2.949	2.761	3.201	2025	1.778	2.589	840	1.202
El Salvador	Importación [GWh]				Exportación [GWh]				
2017	2.594	2.495	2.595	2.501	2017	180	61	179	63
2018	2.671	2.530	2.682	2.530	2018	226	45	245	45
2019	2.452	2.439	2.469	2.431	2019	121	66	179	72
2020	2.647	2.734	2.699	2.639	2020	55	17	161	31
2021	2.989	3.046	2.905	2.887	2021	165	35	178	48
2022	3.614	3.817	3.587	3.739	2022	33	18	24	22
2023	3.662	3.979	3.742	3.979	2023	75	21	62	16
2024	3.724	4.182	3.877	4.202	2024	73	20	62	6
2025	3.797	4.447	3.954	4.481	2025	85	15	97	3
Guatemala	Importación [GWh]				Exportación [GWh]				
2017	9	55	7	60	2017	3.863	3.569	3.890	3.534
2018	4	45	3	46	2018	4.204	3.953	4.255	4.025
2019	62	171	21	120	2019	3.365	3.111	3.931	3.392
2020	17	219	3	37	2020	3.729	2.485	4.442	4.054
2021	21	193	4	23	2021	4.372	3.692	4.571	4.356
2022	84	324	50	70	2022	4.172	3.877	3.925	4.933
2023	50	207	93	103	2023	4.505	4.954	4.092	4.810
2024	14	74	38	55	2024	4.878	6.166	4.600	5.154
2025	5	30	27	31	2025	5.011	6.497	4.807	5.128
Honduras	Importación [GWh]				Exportación [GWh]				
2017	2.462	2.288	2.466	2.279	2017	1.127	911	1.139	923
2018	2.801	2.699	2.842	2.720	2018	841	505	843	531
2019	2.706	2.864	3.126	2.795	2019	799	711	717	649
2020	2.899	3.560	3.262	2.899	2020	904	1.093	917	523
2021	3.388	3.913	3.400	3.004	2021	946	816	1.010	395
2022	2.811	3.229	3.040	2.327	2022	1.726	1.581	1.692	1.026
2023	2.901	3.052	3.128	2.481	2023	1.909	1.305	1.857	941
2024	2.972	3.402	3.070	2.459	2024	2.225	1.368	2.205	1.130
2025	3.133	3.674	3.033	1.945	2025	2.038	1.127	2.469	1.611
Nicaragua	Importación [GWh]				Exportación [GWh]				
2017	2.518	3.107	2.501	3.136	2017	499	1.068	481	1.096
2018	2.455	3.053	2.445	3.016	2018	557	1.136	548	1.100
2019	1.982	2.599	1.822	2.351	2019	1.218	1.812	1.091	1.598
2020	2.242	4.024	1.976	2.423	2020	1.266	2.969	1.007	1.430
2021	2.310	3.858	1.998	2.400	2021	1.191	2.678	1.056	1.443
2022	2.296	3.526	1.781	2.107	2022	1.005	2.159	1.639	986
2023	2.379	3.139	1.401	1.324	2023	841	1.511	1.589	1.539
2024	2.227	2.692	1.522	1.490	2024	850	1.152	1.485	1.434
2025	2.418	3.059	1.660	1.605	2025	737	1.213	1.404	1.250
Panamá	Importación [GWh]				Exportación [GWh]				
2017	582	407	608	413	2017	430	611	418	567
2018	250	178	253	185	2018	1.075	1.514	1.059	1.478
2019	183	165	247	315	2019	1.306	1.927	1.234	1.779
2020	91	11	225	344	2020	1.941	4.019	1.581	2.237
2021	77	20	146	287	2021	2.035	3.691	1.816	2.545
2022	73	17	55	303	2022	2.060	3.502	2.173	2.401
2023	65	39	94	450	2023	2.157	3.068	1.977	2.119
2024	49	91	121	405	2024	2.222	3.090	1.935	2.612
2025	104	135	146	470	2025	1.975	2.854	1.963	2.537
Total MER	Importación [GWh]				Exportación [GWh]				
2017	8.660	9.105	8.661	9.101	2017	8.660	9.105	8.661	9.101
2018	9.286	10.073	9.317	10.038	2018	9.286	10.073	9.317	10.038
2019	8.780	10.237	9.016	9.912	2019	8.780	10.237	9.016	9.912
2020	9.949	14.572	9.918	10.709	2020	9.949	14.572	9.918	10.709
2021	10.886	14.723	10.418	11.224	2021	10.886	14.723	10.418	11.224
2022	11.033	14.466	10.969	11.172	2022	11.033	14.466	10.969	11.172
2023	11.364	13.570	10.769	10.873	2023	11.364	13.570	10.769	10.873
2024	11.561	13.754	11.226	11.717	2024	11.561	13.754	11.226	11.717
2025	11.624	14.294	11.581	11.732	2025	11.624	14.294	11.581	11.732

4. Margen de potencia

A continuación, se muestra la evolución del margen de potencia de los sistemas para cada escenario de plan de expansión y regional, este margen es calculado como la potencia nominal del sistema dividido en la potencia máxima del sistema.

Figura 11. Margen de Potencia Plan de Expansión H

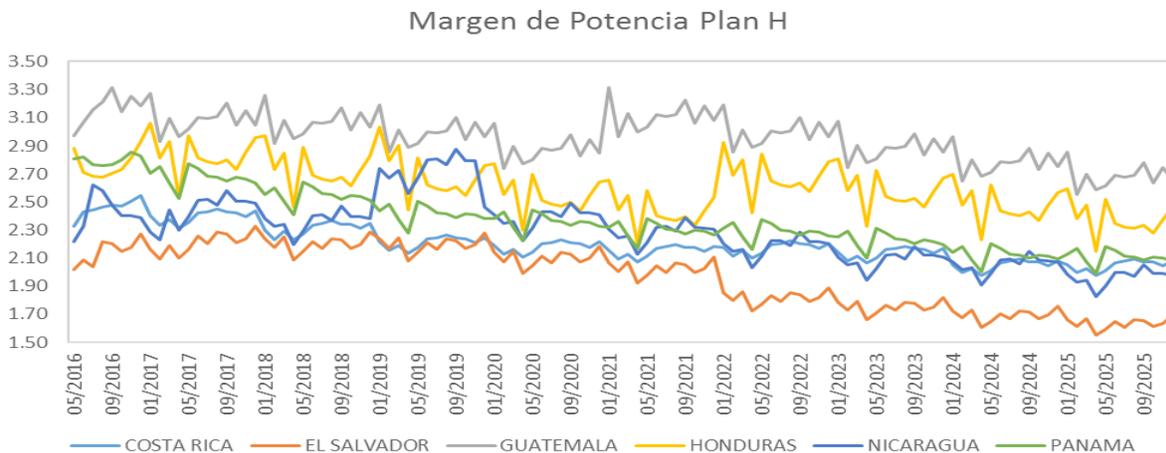


Figura 12. Margen de Potencia Plan de Expansión E

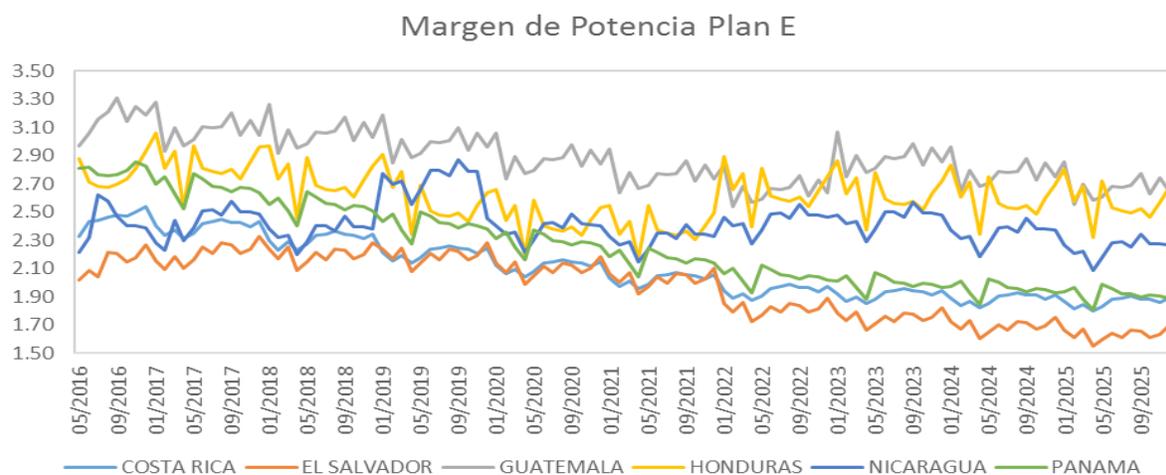
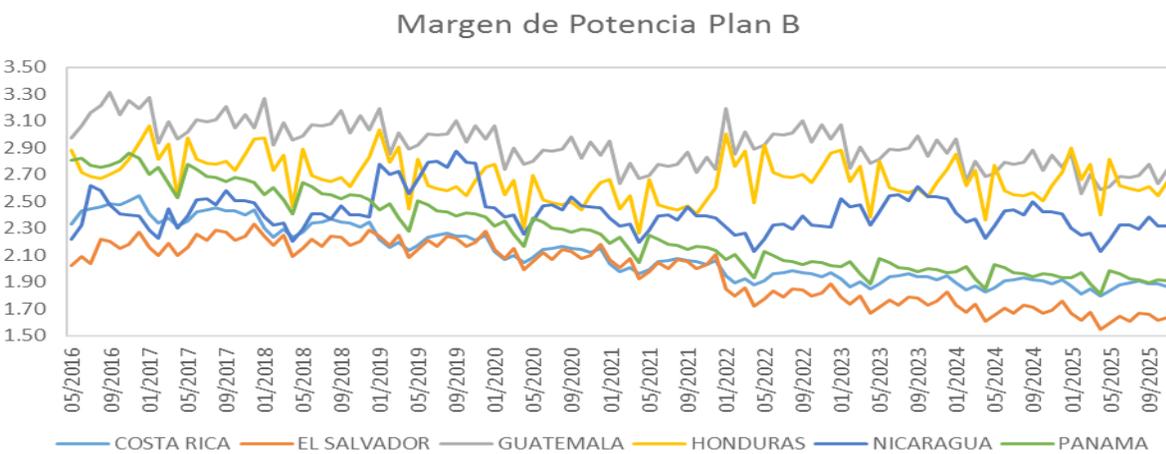


Figura 13. Margen de Potencia Plan de Expansión B



Del margen de potencia se observa que el Plan de Expansión H tiene un mayor margen en el periodo 2020-2023, pero al final de la simulación los tres planes de expansión convergen a un valor similar de margen de potencia.

Figura 14. Margen de Potencia Regional

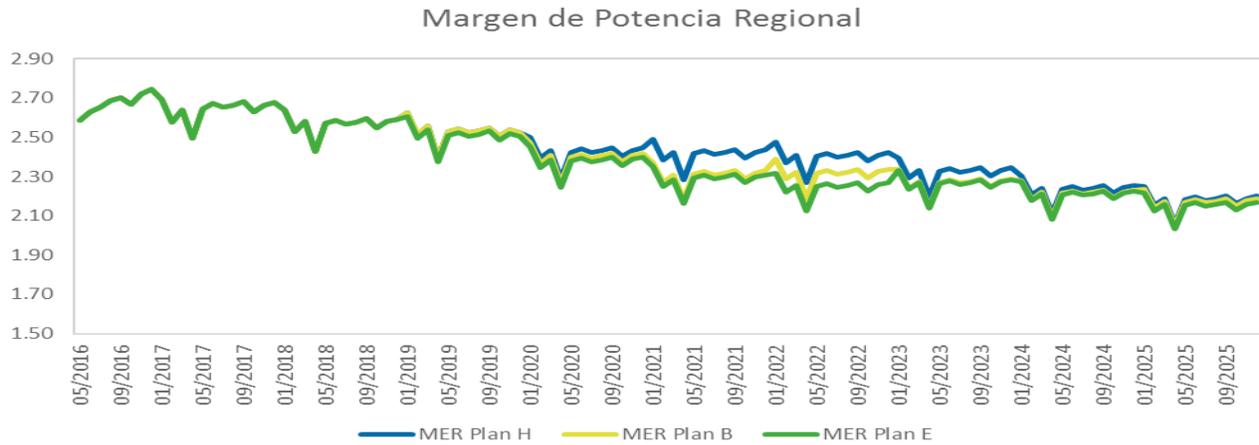
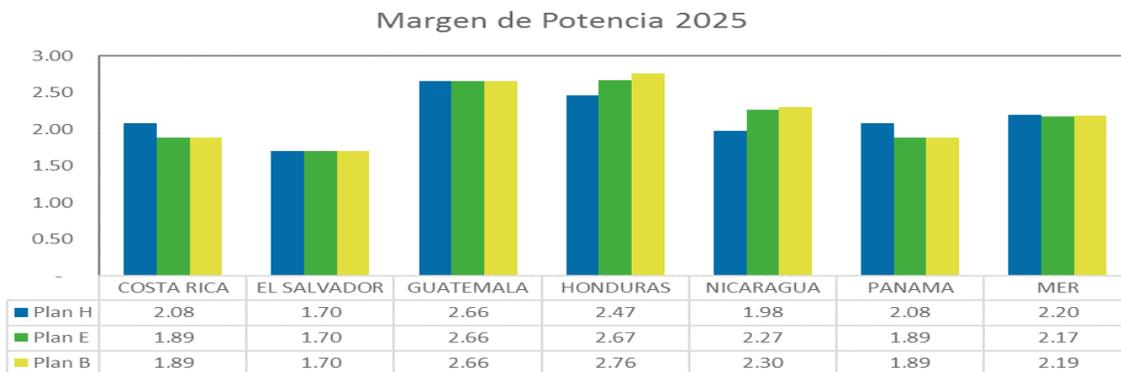


Figura 15. Margen de Potencia Año 2025



Para el año 2025 existe diferencia en el margen de potencia para Costa Rica, Honduras, Nicaragua y Panamá, pero al analizar el margen regional, se observa que tienen valores similares.

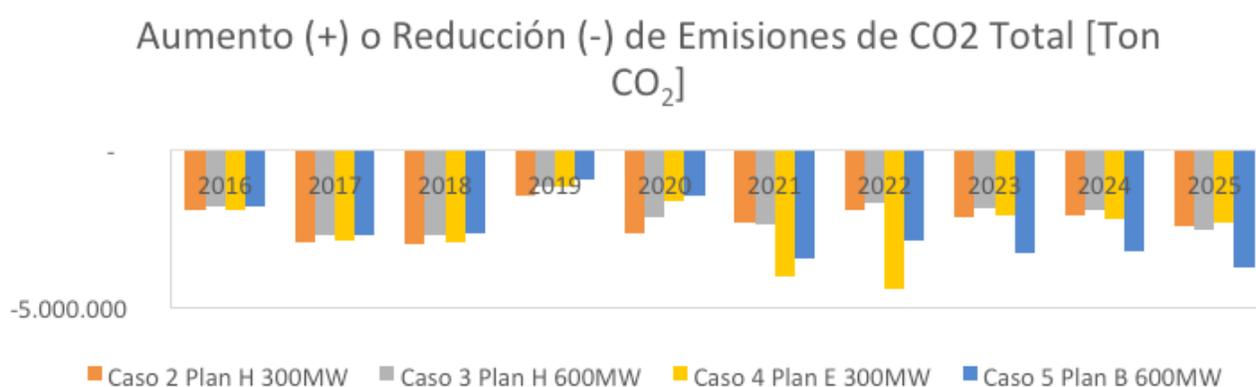
5. Reducción de emisiones de CO₂

La operación integrada de los países del MER supone una reducción en la generación de las plantas térmicas más costosas, que corresponden a térmicas que emiten partículas de CO₂. En la Figura 16 se muestran las emisiones de CO₂ totales para cada caso de simulación, y en la Figura 17 el beneficio de la reducción cuando la operación de los países del MER es integrada (diferencia entre la emisión aislada y la emisión en operación integrada de cada país).

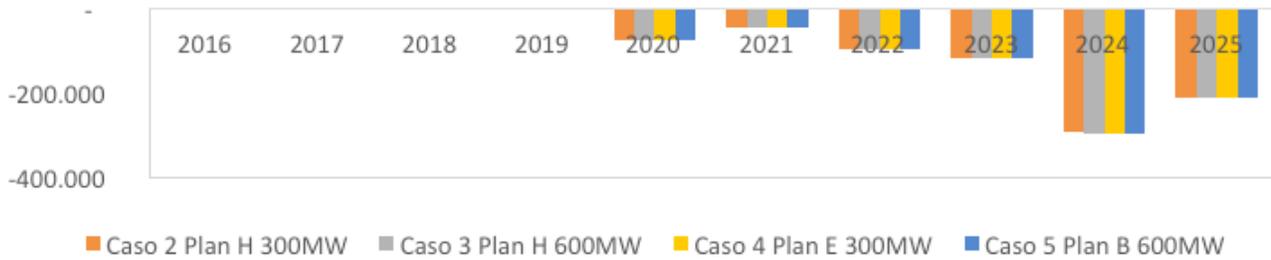
Figura 16. Emisión de CO₂ Total para Cada Caso de Integración [Ton CO₂]

Año	Caso 1 Plan H Aislado	Caso 2 Plan H 300MW	Caso 3 Plan H 600MW	Caso 4 Plan E 300MW	Caso 5 Plan B 600MW
2016	1.403.356	237.536	390.492	251.901	406.815
2017	2.583.834	885.161	1.108.549	899.542	1.105.554
2018	2.921.123	1.179.099	1.442.833	1.227.747	1.486.963
2019	1.547.079	1.235.345	1.554.312	1.536.785	1.734.070
2020	2.139.749	812.928	1.319.790	1.836.390	2.008.061
2021	4.455.716	3.620.816	3.615.387	1.934.429	2.512.292
2022	3.606.734	3.652.555	3.885.259	1.154.778	2.709.523
2023	4.062.982	3.916.312	4.325.889	3.982.259	2.873.809
2024	4.619.968	4.616.462	4.997.058	4.570.549	3.684.574
2025	5.321.262	4.991.440	5.249.947	5.208.973	4.101.030

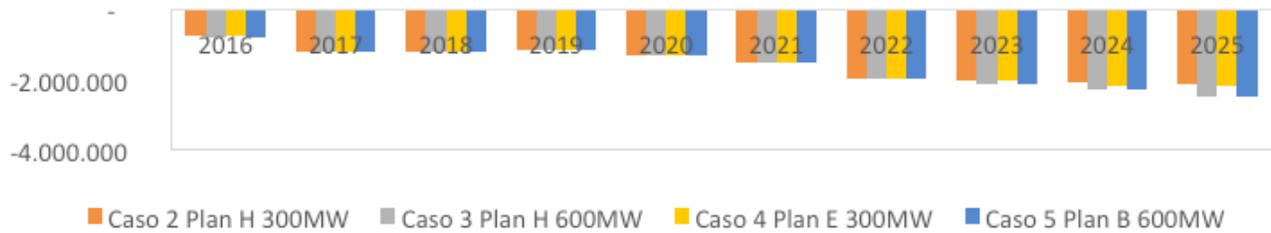
Figura 17. Aumento (+) o Reducción (-) de Emisiones de CO₂ Total y por País para Cada Caso de Integración [Ton CO₂]



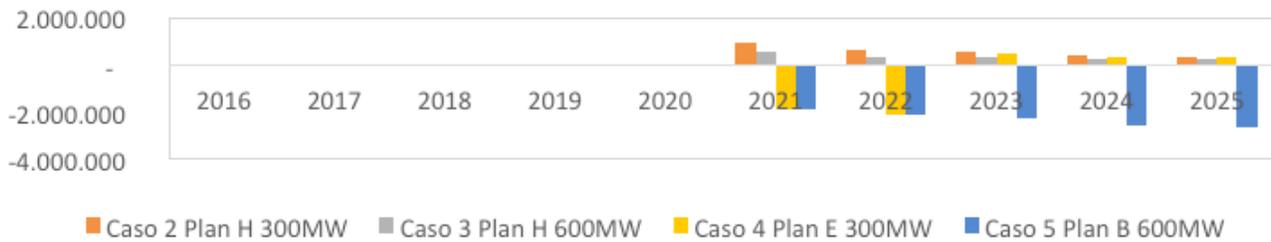
Aumento (+) o Reducción (-) de Emisiones de CO₂ Costa Rica [Ton CO₂]



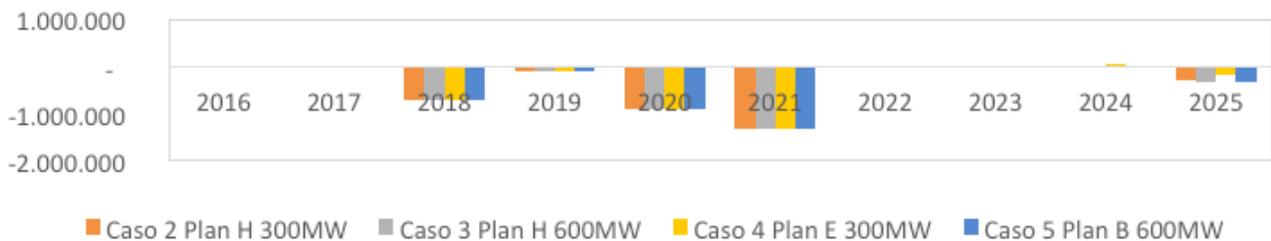
Aumento (+) o Reducción (-) de Emisiones de CO₂ El Salvador [Ton CO₂]



Aumento (+) o Reducción (-) de Emisiones de CO₂ Guatemala [Ton CO₂]



Aumento (+) o Reducción (-) de Emisiones de CO₂ Honduras [Ton CO₂]



Aumento (+) o Reducción (-) de Emisiones de CO₂ Nicaragua [Ton CO₂]



6. Índices de Confiabilidad

Se comparan los índices de confiabilidad de los casos bajo análisis y para el Caso 1, donde los sistemas operan de manera independiente, se presenta déficit en Nicaragua, El Salvador y Costa Rica con valores de VERE y VEREC menores al 3%. En los casos donde la operación es coordinada, no se presenta déficit para ningún sistema.

INTEGRACIÓN ELÉCTRICA CENTROAMERICANA

Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC

ANEXO III - METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS INDIRECTOS DEL SIEPAC

1 Modelo insumo-producto

Para evaluar el impacto económico del proyecto SIEPAC se usó el modelo insumo-producto propuesto por Leontief (1966).¹ De acuerdo a este modelo, existe una relación de complementariedad entre los insumos y los factores usados para la producción, de modo que cada unidad de producción está asociada a un conjunto de coeficientes técnicos que definen la demanda de insumos y de factores de producción. El modelo considera como condición de equilibrio del mercado, que toda la oferta es equivalente a la suma del consumo intermedio; es decir, los productos usados como insumos por otras industrias más la demanda final.

La Tabla A II-1 muestra una matriz insumo-producto estándar, que muestran los valores monetarios de cada actividad productiva, tanto por el lado de la demanda (si se observa una fila) como por el lado de la oferta (si se observa una columna).

Tabla A II - 1 Estructura de matriz insumo-producto

Sectores	1	2	...	n	Demanda final	Producción total
1	x_{11}	x_{12}	...	x_{1n}	y_1	x_1
2	x_{21}	x_{22}	...	x_{2n}	y_2	x_2
⋮	⋮	⋮		⋮	⋮	⋮
n	x_{n1}	x_{n2}	...	x_{nn}	y_n	x_n
Electricidad	e_1	e_2	...	e_n		
Valor Agregado	v_1	v_2	...	v_n		
Producción Total	x_1	x_2	...	x_n		

Fuente: Elaboración Original de los Autores

La matriz detalla de manera simple la interacción entre los sectores de la economía para un país en particular. Así por ejemplo, los productos del Sector 1 son destinados a otros sectores como bienes intermedios ($x_{12}, x_{13}, \dots, x_{1n}$), así como al consumidor final (y_1). A su vez, para poder producir los bienes del Sector 1 se requiere de los productos de otros sectores que actúan como insumos ($x_{21}, x_{31}, \dots, x_{n1}$), de la energía eléctrica (e_1) y del valor agregado (v_1) que está conformado por el aporte de la mano de obra y el capital del empresario. La misma dinámica se repite para el resto de los sectores.

Si analizamos el flujo de los bienes producidos de un sector cualquiera, la condición de equilibrio en el mercado (oferta igual a demanda) viene dada por:

¹ Leontief, W. (1966). Input-Output Economics. Oxford University Press on Demand. En Miller y Blair (2009), *Input-Output Analysis: Foundations and Extensions*. Cambridge University Press. Se detallan diferentes aplicaciones derivadas del modelo de Leontief.

$$x_i = \sum_{i=1}^n x_{ij} + y_i \quad \square \quad (1),$$

donde x_i es la oferta total de ese bien; $\sum_{i=1}^n x_{ij}$ representa su demanda intermedia; y y_i representa su demanda final.

Analizando la estructura de costos de producción de un sector, tenemos la siguiente expresión:

$$x_j = \sum_{i=1}^n x_{ij} + e_j + v_j \quad \square \quad (2).$$

En este caso, se tiene que el valor total de producción de un sector (x_j) es equivalente a la suma de los insumos de los otros sectores utilizados ($\sum_{i=1}^n x_{ij}$), más el gasto en electricidad (e_j) y el valor agregado (v_j) al producirlo.

En cuanto a la parte productiva, la tecnología usada para producir los bienes es de tipo Leontief, la cual puede ser representada de la siguiente manera:

$$x_i = \min \left\{ \frac{x_{1i}}{a_{1i}}, \frac{x_{2i}}{a_{2i}}, \dots, \frac{x_{ni}}{a_{ni}}, \frac{e_i}{a_{ei}}, \frac{v_i}{a_{vi}} \right\} \quad \square \quad (3),$$

donde $(a_{1i}, a_{2i}, \dots, a_{ni}, a_{ei}, a_{vi})$ son los requerimientos de cada insumo (coeficientes técnicos), de energía eléctrica, y de valor agregado por unidad de producto.

El modelo completo está determinado por las ecuaciones (1), (2) y (3) y puede usarse para estimar el impacto, tanto en precios como en cantidades, de un cambio exógeno en la estructura de costos de las empresas o de su demanda exógena, respectivamente.²

$$\Delta P = (I - A')^{-1} \Delta P_e \quad \square \quad (4),$$

Se asume que las cantidades producidas en cada sector no cambian ante la variación exógena del precio de la electricidad. Por tanto, el efecto sobre los precios de cada sector de la economía está representado a través de la siguiente expresión matricial:

donde ΔP es el vector de variaciones de precios de los sectores $(\Delta p_1, \dots, \Delta p_n)$; $A = \{a_{ij}\}$ es la matriz de coeficientes con dimensión $n \times n$, derivada de la función de producción expuesta anteriormente; $a_{ij} = \frac{x_{ij}}{x_j}$; y ΔP_e es el vector de variaciones de los precios de electricidad en cada sector $(\Delta p_{e1}, \dots, \Delta p_{en})$, ponderado por la importancia del gasto en electricidad en la estructura de costos del sector. Esto es $\Delta p_{ej} = \Delta \tilde{p}_{ej} \frac{e_j}{x_j}$, siendo $\Delta \tilde{p}_{ej}$ la variación en los precios de energía.

La variación de los precios de energía $\Delta \tilde{p}_{ej}$ podría ser similar a la de todos los sectores y respondería a los costos de producción de la electricidad. Es decir, el cambio en los precios se podría expresar como $\Delta \tilde{p}_{ej} = f(\Delta c_e)$, donde c_e son los costos de producción de la electricidad, considerando toda su cadena productiva.

El proyecto de interconexión eléctrica provocaría una caída en los costos de producción de la electricidad y con ello una reducción de los precios. Un posible escenario es la traslación perfecta de precios hacia todos los sectores; esto es: $\Delta \tilde{p}_{ej} = \Delta c_e$. Otro escenario es una traslación parcial del ahorro de costos de producción de la electricidad hacia el precio de venta, que puede depender del poder de negociación del comprador; esto es

² No es posible simular cambios simultáneos en precios y cantidades, por lo que se requiere fijar una de las dos variables para estimar los efectos de la otra.

donde $\phi_j \in [0,1]$ es la transmisión de los costos de producción de electricidad o $\Delta \tilde{p}_{e_j} = \phi_j \Delta c_e$, *through*".

Para modelar un cambio exógeno de la demanda en la producción de los sectores y con ello a nivel agregado de toda la economía, se asume que los precios de cada sector se mantienen fijos. Por tanto la variación en la producción de cada sector está determinada por:

$$\Delta X = (I - A)^{-1} \Delta C \quad \square \quad (5)$$

donde, ΔX es el vector de variaciones de la producción de cada sector ($\Delta x_1, \dots, \Delta x_n$), A es la matriz de coeficientes técnicos y ΔC es la variación de la demanda exógena.

2. Apertura comercial

Cuando se introduce el intercambio comercial entre países, además de los efectos en precios y cantidades dentro de cada país, existen efectos entre países. Por ejemplo, una reducción de los precios de electricidad puede conllevar a un incremento de la demanda por bienes locales, los cuales para su fabricación requieren de insumos provenientes de otros países de la región. De esta manera, los efectos positivos sobre un país se transmiten al resto de los países a través del comercio internacional.

Para recoger los efectos agregados del comercio en la economía, el modelo insumo-producto se lleva a una escala regional. El mecanismo de transmisión es a través de la demanda de insumos intermedios producidos en otros países de la región. La Tabla A II-2 muestra un ejemplo de una matriz de comercio entre industrias de distintos países. A diferencia de la matriz insumo-producto de un país aislado, el consumo de insumos intermedios proviene, no solo del país donde se origina la demanda, sino de los otros países de la región. Por ejemplo, el valor x_{n1}^{m2} representa el uso del bien n fabricado en el país m por parte del Sector 1 ubicado en el País 2.

Los impactos sobre la producción en el conjunto de países de la región, ante un cambio de la demanda exógena, son estimados de manera similar a lo propuesto en la ecuación (5), con la diferencia de que la matriz A en la ecuación (6) contiene los coeficientes técnicos derivados a partir de la matriz de comercio. Así la estimación de los efectos sobre la producción sigue la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} \Delta X^1 \\ \Delta X^2 \\ \vdots \\ \Delta X^m \end{bmatrix} = \left(\begin{bmatrix} I & 0 & \dots & 0 \\ 0 & I & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & I \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} A^{11} & A^{12} & \dots & A^{1m} \\ A^{21} & A^{22} & \dots & A^{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ A^{m1} & A^{m2} & \dots & A^{mm} \end{bmatrix} \right)^{-1} \begin{bmatrix} \Delta C^1 \\ \Delta C^2 \\ \vdots \\ \Delta C^m \end{bmatrix} \quad \square \quad (6),$$

que de manera compacta puede escribirse como $\Delta X = (I - A)^{-1} \Delta C$, donde ΔX contiene los vectores de variación en la producción de los m países ($\Delta X^1, \dots, \Delta X^m$); ΔC los vectores de variación de la demanda exógena ($\Delta C^1, \dots, \Delta C^m$); y $A = \{A^{kl}\}$ contiene las matrices de coeficientes técnicos de los insumos fabricados en el País k con destino al país l derivados a partir de la matriz de comercio.

Tabla A II-2. Estructura de matriz de insumos intermedios con comercio

Países	Sectores	País 1				País 2				...	País m			
		1	2	...	n	1	2	...	n		1	2	...	n
País 1	1	x_{11}^{11}	x_{12}^{11}	...	x_{1n}^{11}	x_{11}^{12}	x_{12}^{12}	...	x_{1n}^{12}	...	:			
	2	x_{21}^{11}	x_{22}^{11}	...	x_{2n}^{11}	x_{21}^{12}	x_{22}^{12}	...	x_{2n}^{12}					
	:	:	:		:	:			:					
	n	x_{n1}^{11}	x_{n2}^{11}	...	x_{nn}^{11}	x_{n1}^{12}	x_{n2}^{12}	...	x_{nn}^{12}					
País 2	1	x_{11}^{21}	x_{12}^{21}	...	x_{1n}^{21}	x_{11}^{22}	x_{12}^{22}	...	x_{1n}^{22}	...	:			
	2	x_{21}^{21}	x_{22}^{21}	...	x_{2n}^{21}	x_{21}^{22}	x_{22}^{22}	...	x_{2n}^{22}					
	:	:	:		:	:			:					
	n	x_{n1}^{21}	x_{n2}^{21}	...	x_{nn}^{21}	x_{n1}^{22}	x_{n2}^{22}	...	x_{nn}^{22}					
:			:				:		\		:			
País m	1	x_{11}^{m1}	x_{12}^{m1}	...	x_{1n}^{m1}	x_{11}^{m2}	x_{12}^{m2}	...	x_{1n}^{m2}	...	:			
	2	x_{21}^{m1}	x_{22}^{m1}	...	x_{2n}^{m1}	x_{21}^{m2}	x_{22}^{m2}	...	x_{2n}^{m2}					
	:	:	:		:	:			:					
	15	x_{n1}^{m1}	x_{n2}^{m1}	...	x_{nn}^{m1}	x_{n1}^{m2}	x_{n2}^{m2}	...	x_{nn}^{m2}					
Consumo intermedio		x_{i1}	x_{i1}	...	x_{in}	x_{i1}	x_{i1}	...	x_{in}	...	x_{i1}	x_{i1}	...	x_{in}

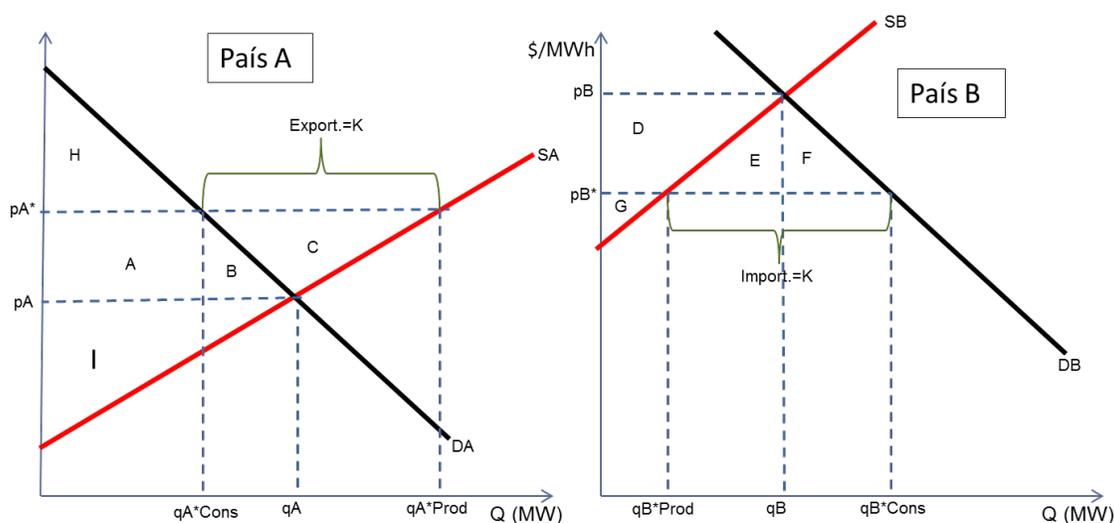
Fuente: Elaboración Original de los Autores

Marco Teórico para la Determinación del Beneficio Económico Neto (Costo-Beneficio) Asociado a los Intercambios de Energía Producto de un Proceso de Integración de Sistemas Eléctricos¹

1 Marco Teórico General

La metodología a utilizar para llevar a cabo la evaluación del beneficio económico neto derivado de la integración de mercados eléctricos es similar a la empleada en la teoría del comercio internacional. En la Figura 1 se ilustran los efectos de bienestar económico de una interconexión, en un modelo de equilibrio parcial estático de dos países (A y B), asumiendo comportamiento competitivo.

Figura 1. Análisis costo-beneficio del intercambio comercial



SA: Curva de oferta de energía del País A (exportador)

DA: Curva de demanda de energía del País A

SB: Curva de oferta de energía del País B (importador)

DB: Curva de demanda de energía del País B

Sin comercio internacional (autarquía), los niveles de producción y consumo² óptimos son q_A y q_B . La oferta de energía en el País A es más eficiente: $P_A < P_B$. Con la puesta en servicio de una línea de interconexión entre los Países A y B con capacidad K-MW, se supone que dicha capacidad K se exporta del País A al B. Con el comercio de electricidad entre ambos países, los precios de los mercados tienden a converger. El precio en el país exportador (A) aumenta a P_A^* , mientras que el precio del país importador (B) disminuye a P_B^* . A estos precios, los niveles de consumo y producción de cada país se desacoplan.

El bienestar total (B) es la suma del excedente de los consumidores (EC) y de los productores (EP). De no existir interconexión eléctrica (autarquía), de acuerdo a las áreas contempladas en los gráficos anteriores, para el país exportador (A) se tiene $\neg EC_A = A + B + H$; y $\neg EP_A = I$. Para el

1 Basado en el estudio "Revisión de la metodología de cálculo del beneficio económico de la operación del MER en los mercados eléctricos nacionales de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá" realizado por Carlos A. Romero para el BID. Diciembre 2016.

2 No se consideran pérdidas (ver Alex Jacottet, 2012).

país importador (B) se identifica $\neg EC_B = J$; y $EP_B = D + G$. Entonces, el bienestar total en autarquía para cada país es: $B_A = A + B + H + I$; y $B_B = J + D + G$.

De igual modo, considerando la existencia de la interconexión eléctrica y por tanto, comercio entre ambos países, en el país exportador (A), los excedentes de consumidores y productores, en presencia de comercio, son: $\neg EC_A^* = H$; y $\neg EP_A^* = A + B + C + I$, respectivamente. La cantidad adicional K producida para exportación, causa en el País A, la subida en el precio de p^A a p^{A*} .

A continuación, se determina el impacto que se produce en los excedentes de consumidores y productores al comparar el escenario con comercio de electricidad, con la situación de autarquía. Conforme a ello, en el país exportador (A):

$$[1] \quad \Delta EC_A = EC_A^* - EC_A = H - A - B - H = -A - B < 0$$

$$[2] \quad \Delta EP_A = EP_A^* - EP_A = A + B + C + I - I = A + B + C > 0$$

En el país importador (B), los excedentes de consumidores y productores, en presencia de comercio, son: $\neg EC_B^* = J + D + E + F$; y $\neg EP_B^* = G$, respectivamente.

Del mismo modo, se calcula para el país importado (B) el impacto que se produce en el EC y EP al comparar el contexto de existencia de comercio con el de autarquía,

$$[3] \quad \Delta EC_B = EC_B^* - EC_B = J + D + E + F - J = D + E + F > 0$$

$$[4] \quad \Delta EP_B = EP_B^* - EP_B = G - D - G = -D < 0$$

Las ganancias de bienestar provenientes de la interconexión, en cada uno de los países, surgen de la diferencia entre el bienestar con comercio y el bienestar en autarquía. La variación en el bienestar se mide como el cambio en el EC y el EP de cada país.

De este modo,

$$[5] \quad \Delta B_A = \Delta EC_A + \Delta EP_A = -A - B + A + B + C = C > 0$$

$$[6] \quad \Delta B_B = \Delta EC_B + \Delta EP_B = D + E + F - D = E + F > 0$$

En ambos países se obtienen ganancias de bienestar derivadas del comercio. La distribución de estas ganancias difiere en función de si el país es exportador o importador. Para el país exportador (A), las ganancias provienen del aumento del EP, aun cuando el EC disminuye. En cambio, en el país importador (B), las ganancias se originan por el aumento del EC que más que compensan la disminución en EP.

Es importante notar que este análisis no considera aspectos distributivos, es decir es indistinto un dólar de EP que un dólar de EC.

Además, junto a los beneficios económicos derivados del comercio de energía, se deben considerar también los costos y beneficios relacionados con la transmisión.

El desarrollo analítico previo no ha considerado los aspectos relacionados con los esquemas de recaudación para remunerar la transmisión y la operación del mercado internacional. Aunque no existe un solo criterio de recaudación, es común que se utilicen esquemas de precios no lineales, los cuales tienen diferentes tipos cargos: (1) fijos, (2) variables con la energía y (3) de ajuste.

Los cargos fijos en general pueden estar relacionados con conexiones o remuneraciones de la operación de los mercados. Los cargos variables corresponden a las diferencias de precios nodales (la diferencia entre pA^* y pB^* en la Figura 1), las cuales pueden estar originadas por: (1) pérdidas y (2) congestión. La parte correspondiente a las pérdidas es un componente de corto plazo y se asigna a la operación de la transmisión. La parte originada por la congestión de la red es un componente de largo plazo y su asignación dependerá de la forma en que se remunera el capital. Si se asume que no hay pérdidas, el monto de esta renta es $K(pB^* - pA^*)$. Este valor debe contabilizarse como beneficio del comercio internacional y de la interconexión, independientemente de a quién se asigne. Por último, se incluye el cargo de ajuste porque no es común que se concilien la recaudación del transporte y la remuneración del agente transmisor.

En consecuencia, a los beneficios obtenidos previamente hay que agregarle los beneficios del transporte y restarle los correspondientes costos de capital y operación de la interconexión internacional. El efecto sobre cada país en particular dependerá de la regla de asignación del costo de transmisión regional que deben pagar los agentes para remunerar al transporte.

2. Metodología para la determinación del beneficio económico neto

En aplicación del Marco Teórico General y de acuerdo con las características de los mercados eléctricos de los seis países que conforman el MER planteadas en la sección anterior, a continuación se desarrolla la metodología para determinar el cambio en el bienestar social de los diversos mercados centroamericanos, derivados de los intercambios en el MER. El objetivo es identificar los Excedentes de los Consumidores (EC) y de los Productores (EP) sujetos a medición y las variables necesarias para su cuantificación.³

El análisis es independiente del diseño del mercado, ya que el mismo no implica en teoría una diferencia en cuanto a la forma de medir el bienestar.⁴ Sin embargo, es importante mencionar que la disponibilidad y el tipo de información podrían variar según el tipo de mercado. En consecuencia, a la hora de cuantificar los beneficios, la metodología de cálculo de los mismos podría diferir.

Para cada mercado se consideran curvas de oferta construidas a partir de CVP para cada una de las centrales de generación, asumiéndose además una demanda perfectamente inelástica. Además se analizan por separado los beneficios de las importaciones y las exportaciones. A diferencia del caso teórico anterior, para los países interconectados a través del SIEPAC, la situación con comercio internacional es el status quo. Por lo tanto, para poder cuantificar los beneficios económicos netos, se requiere identificar los precios y las cantidades en situación de autarquía.

En la región centroamericana se pueden distinguir dos tipos de Mercados Mayoristas de Electricidad, en función de cómo se forma el precio en los mismos:

- *Mercados Tipo 1*: El precio de mercado está basado en el Costo Medio de Producción

³ El análisis del funcionamiento de mercado en presencia de una interconexión puede consultarse en Stoft (2002).

⁴ Se supone que en el caso de mercados no marginalistas, la oferta de generación sigue un criterio de despacho económico por minimización de costos. Es decir, que para satisfacer la demanda, se sigue un plan de producción que dispone las plantas de producción en orden ascendente de acuerdo a los costos variables de producción, aun cuando el costo de la última máquina entrante no determine el precio de mercado. La formación de precios no necesariamente es competitiva, como en los casos de Costa Rica y Honduras.

(CMe) y compra de energía por parte de un agente único. Es decir, el precio horario resulta del cociente de los Costos Totales (costo de producción de las plantas propias y costo de los contratos de compra a generadores independientes) y la cantidad de energía suministrada cada hora (MWh). Este es el tipo de mercado propio de Costa Rica y Honduras.

- **Mercados Tipo 2:** El precio de mercado es determinado por el CVP de la central más cara despachada para satisfacer la demanda.⁵ Este CVP es, por tanto, el CM. Los generadores son retribuidos a este precio por cada MWh que producen, mientras la demanda paga dicho precio por cada MWh consumido.⁶ Este es el tipo de mercado imperante en Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá, caracterizados por ser mercados marginalistas en competencia, con múltiples agentes.

a. **Análisis de las importaciones en mercados Tipo 1**

En los seis países pertenecientes al MER, las **importaciones** afectan los costos de la energía. Por lo tanto, este análisis es aplicable a los seis sistemas. Para analizar su efecto, las importaciones se modelan desplazando la curva de demanda en la misma cantidad de energía importada.⁷

En los **Mercados Tipo 1** el precio mayorista se determina sobre la base de los CMe de la producción generada por el agente único y el costo de la energía adquirida por éste a terceros. En la Figura 2 se muestra el EC cuando el precio es igual al CMe y la demanda nacional es satisfecha enteramente con producción nacional (autarquía).

En este tipo de mercados para determinar el precio mayorista (P), es preciso primero calcular el CMe. El CMe se determina como cociente entre el Costo Total (CT) de producción del sistema (cuantificado como resultado de sumar del costo de producción de las unidades propias despachadas por el agente único y el costo de compra de electricidad abonado por éste a los productores independientes); y las cantidades producidas y adquiridas de terceros (MWh). El CT está representado en el gráfico por el área bajo la curva de oferta (áreas B y C). En consecuencia, $P = CMe$ implica que el productor no tiene excedente ($EP = 0$), dado que es remunerado exactamente al nivel de sus costos. El EC es el área por encima de $P = CMe$. Este resultado se mantiene también en presencia de precios múltiples (por ejemplo en un sistema “*pay as bid*” o pague lo ofertado).⁸

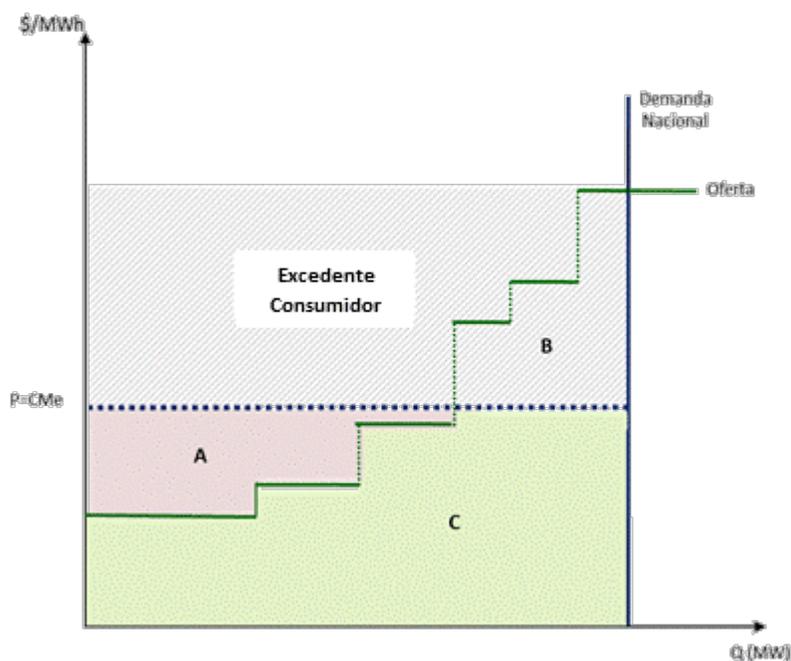
5 El precio de equilibrio del mercado representa entonces el costo de demandar un MWh adicional de energía, es decir el costo marginal CM.

6 Dado que las unidades generadoras no pueden recuperar sus costos de oportunidad, un mecanismo complementario es necesario para permitir la recuperación de los costos de inversión. Esto se denomina “pago por capacidad”. Además, el *pool* gestiona un esquema de remuneración para la transmisión y para el conjunto de servicios complementarios, necesarios para la operación segura y confiable del sistema. Una descripción completa del funcionamiento de los mercados mayoristas se puede consultar en Schweppe *et al.* (1988).

7 Esta aproximación es idéntica, como es usual en la práctica, a que las importaciones entren al despacho con costo cero, es decir desplazando la curva de oferta.

8 A diferencia de un precio uniforme igual al CM, con un sistema “*pay as bid*,” existirían múltiples precios. Por ejemplo, si cada planta es una empresa y la oferta (*bid*) se corresponde exactamente con su CVP, el EC sería el área por encima de la curva de oferta. Con $P = CMe$, se sigue dentro de la categoría de precio uniforme. Pero, si hay una sola empresa que ofrece toda la generación (todas las plantas) como si fuera un solo *bid*, entonces con $P=CMe$ es el mínimo precio que requeriría esa empresa. En este caso el EC está por encima del $P=CMe$. Por lo tanto, es cierto que si fueran productores independientes (múltiples *bids*), el EC se mediría de distinta manera que si fuera un monopolio (un solo *bid*). Sin embargo, si en ambos casos los *bids* son iguales al CVP, el EC resultante es igual.

Figura 2. Análisis de excedentes con precio igual a costo medio

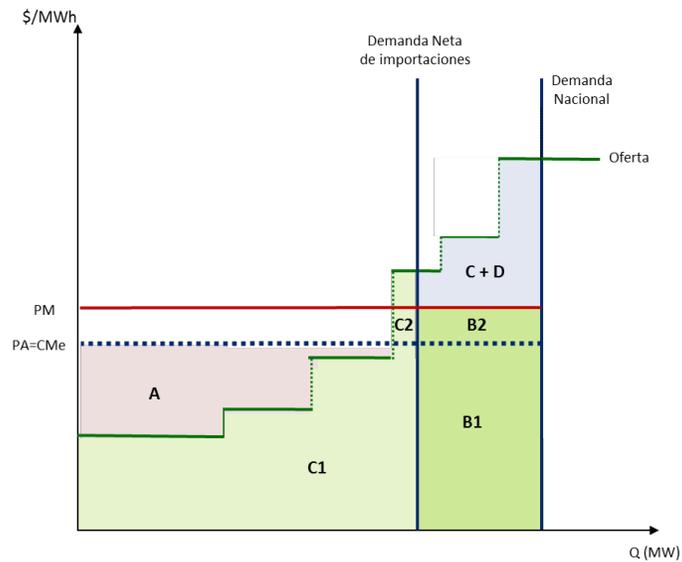


Fuente: Carlos Romero (2016)

Se observa que el precio está por debajo de los CVP de las centrales más caras: El Área B son costos no remunerados a $P = \text{CMe}$. Al mismo tiempo, el precio está por encima de las centrales más eficientes: El Área A son rentas por encima de los costos de las centrales menos costosas. Estas rentas compensan estrictamente a los costos no remunerados; es decir, el Área A es igual al Área B, y por lo tanto el EP es nulo.

Frente a este escenario de autarquía de los Mercados Tipo 1, a continuación se analiza el impacto en el caso de existencia de importaciones. En la Figura 3, las importaciones se representan como la diferencia entre la demanda nacional y la demanda neta de importaciones. Se incluye también en el análisis el precio de dichas importaciones (PM). En el gráfico, se denomina ahora PA (precio en autarquía) al precio basado en CMe antes de la introducción de comercio.

Figura 3. Análisis de excedentes con precio igual al costo medio e importaciones



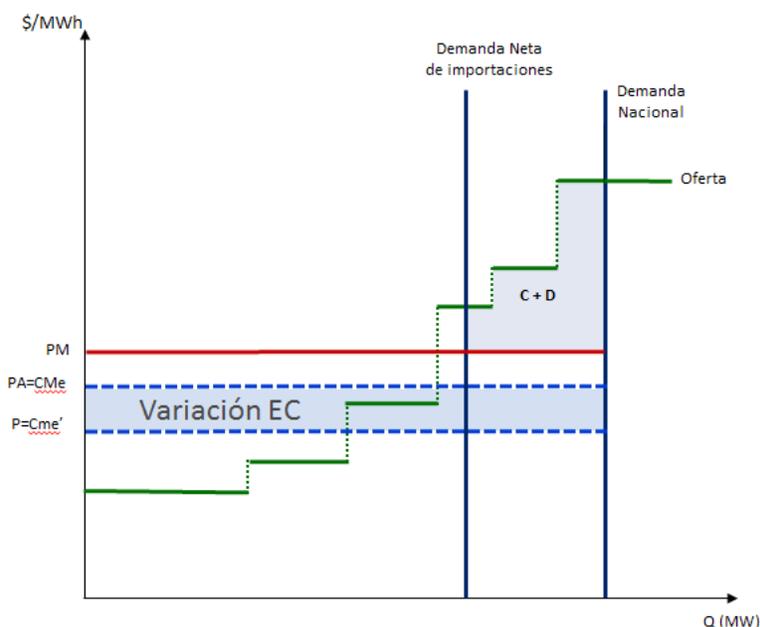
Fuente: Carlos Romero (2016)

Las importaciones desplazan producción doméstica, permitiendo ahorrar costos en el Área C+D. Ahora es posible segmentar el Costo Total de producción del sistema en cuatro partes: 1) Costos de producción doméstica menor a PA (Área C1); 2) Costos de producción doméstica mayor a PA (Área C2); 3) Costos de energía importada menor a PA (Área B1); y 4) Costos de energía importada mayor a PA (Área B2).

Si el $P = CMe$ no cambia con las importaciones, el EP aumentaría en C+D y el EC se mantendría invariable.

A continuación, se muestra la situación cuando el precio cambia con las importaciones (Figura 4). Como se menciona en la sección metodológica, el Precio de Importación (PM) debe ser inferior al Costo de Producción de alguna de las unidades más caras que se consideraron para el cálculo del CMe en autarquía. Por tanto, al considerar el precio de las importaciones, el CMe disminuye (CMe'). En este caso, el EC por efecto de las importaciones sería la diferencia ($CMe - CMe'$) por el volumen de la demanda. Es decir, se traspasa a la demanda la disminución en los costos derivado de las compras de energía barata importada.

Figura 4. Análisis de excedentes con precio igual al costo medio, importaciones y pass-through



Fuente: Carlos Romero (2016)

En la Figura 4, la caída en el precio mayorista refleja la disminución de Costos Totales. Con la misma demanda nacional se produce una disminución en el CMe hasta CMe'. Nuevamente, el precio baja hasta el punto donde el EP se hace cero. En consecuencia, ahora el beneficio neto es igual al área “Variación EC”, es decir el aumento en el EC. Justamente, esta área se corresponde con el área C+D, siendo equivalente a los efectos de medir beneficio neto. Se trata por tanto de una transferencia de EP a EC.

b. Análisis de las importaciones en mercados Tipo 2

A continuación se determinan los beneficios de la interconexión, para un país importador, en los **Mercados Tipo 2**.

El precio observado en el mercado mayorista, incluyendo importaciones, es el CM que se obtiene de la intersección de la demanda neta de importaciones y la curva de oferta. La demanda neta de importaciones es la demanda que podría utilizar el OM para efectuar el despacho de mínimo costo, después de fijadas las transacciones internacionales por el Ente Operador Regional (EOR). El problema a resolver es identificar el escenario contrafáctico, es decir si no existiesen importaciones. En este caso, la situación se resuelve trasladando la demanda neta de importaciones hasta la demanda nacional, por exactamente el mismo monto de las importaciones. Donde se intersectan las curvas de oferta y demanda nacional, se obtiene el precio de equilibrio en autarquía (PA). Es decir, el PA es el CM en ausencia de comercio.

c. Análisis de las exportaciones en mercados Tipo 1 y 2

En el caso de los mercados eléctricos centroamericanos, el tratamiento que se da a las **exportaciones** en cada uno de los seis países es heterogéneo. En algunos casos afecta al CM (El Salvador y Panamá), en otros no lo hace (Costa Rica, Nicaragua y Honduras), y en un caso, lo afecta parcialmente (Guatemala).

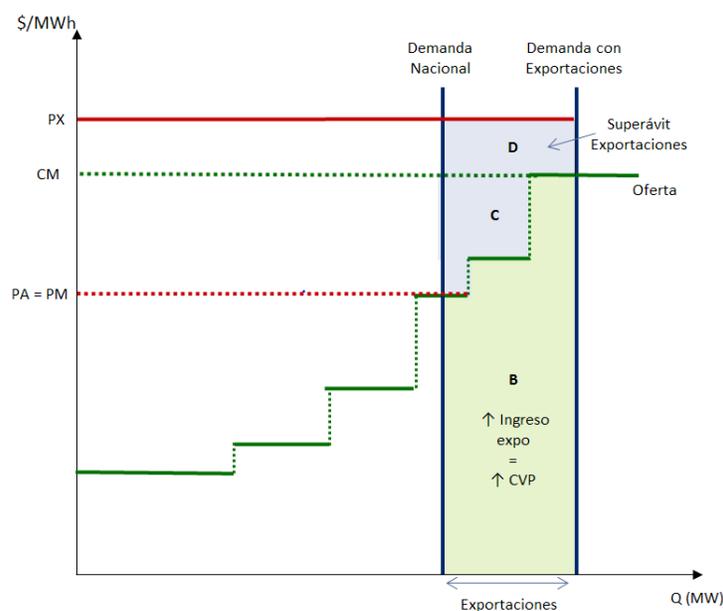
La Figura 6 muestra el análisis de bienestar correspondiente a un país exportador cuando la exportación afecta el CM.

El precio observado es el CM, que se obtiene de la intersección de la demanda con exportaciones y la curva de oferta. La demanda con exportaciones es la demanda que sería utilizada por el OM para efectuar el despacho de mínimo costo después de fijadas las transacciones internacionales por el EOR.

El problema a resolver es identificar el escenario contrafáctico, es decir si no existiesen exportaciones. En este caso la situación se resuelve trasladando la demanda con exportaciones hasta la demanda nacional por exactamente el mismo monto de las exportaciones. El precio de equilibrio del mercado en autarquía (PA) surge de la intersección de las curvas de oferta y demanda nacional, es decir se corresponde con el CM en ausencia de exportaciones.

Como resultado de las exportaciones el EC disminuye. El área de EC se determina por el aumento del precio de la energía por efecto de las exportaciones (CM - PA), multiplicado por la demanda nacional (área A). La caída del EC es compensada por el aumento en EP (Área A+C), ya que ahora, todos los productores reciben una renta adicional. El Área C cuantifica el beneficio neto para el país exportador.

Figura 6. Análisis de excedentes con exportaciones de energía eléctrica



Fuente: Carlos Romero (2016)

Dado que los mercados no están totalmente integrados, se debe agregar al análisis una variable adicional: el precio de las exportaciones (PX). Con PX es posible calcular el superávit de exportación con respecto al CM del sistema.

Los beneficios variarán de acuerdo al nivel de PX:

- Si $PX > CM$, hay que adicionar el Área D, ya que el ingreso adicional que reciben los generadores que exportan se suma a los recursos del país.
- Si $PX < CM$, hay que restar del Área C el costo de las exportaciones que estén por debajo de CM. Esto es, el nivel de exportaciones multiplicado por $(CM - PX)$.
- Si $PX = CM$, el beneficio es sólo el Área C.

El Área D debe considerarse, tanto en los Mercados Tipo 2, como en los Tipos 1. En los sistemas marginalistas de agentes múltiples (Mercados Tipo 2), el Área D se corresponde con un incremento del EP; mientras que, en los mercados de agente único (Mercados Tipo 1), si la reducción de costos no se traslada a la demanda, será un incremento del EP y, en caso contrario, del EC.

Como en el caso anterior de las importaciones, puesto que en el MER las exportaciones asociadas al MOR y al MCR se despachan simultáneamente, no resulta factible conocer el valor de PX. Pese a ello, con objeto de superar esta limitación se ha considerado como aproximación al valor de PX el promedio de los precios nodales en el MER en el país exportador.

En lo que se refiere a los beneficios económicos netos derivados de la línea SIEPAC, en ausencia de congestión, el bienestar correspondiente a la infraestructura de interconexión corresponde a los ingresos provenientes por el uso de las líneas asociadas a la interconexión (Malaguzzi Valeri, 2009).

No se toman en cuenta consideraciones relacionadas con imperfecciones de mercado que darían lugar a poder de mercado en la transmisión.⁹ Esto se justifica en el caso de la línea SIEPAC porque se trata de una organización supra-nacional.

Como el objetivo es medir el beneficio nacional, es preciso también asignar los ingresos netos, descontando los cargos por el uso de la red de transmisión regional, que se reparten a las empresas de transporte nacionales.

⁹ Neuhoﬀ (2001) muestra los efectos sobre el bienestar de configuraciones alternativas de mercados nacionales en presencia de una interconexión internacional.

